МІНІСТЕРСТВО ОБОРОНИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПОВІТРЯНИХ СИЛ імені ІВАНА КОЖЕДУБА

ІНСТИТУТ ЦИВІЛЬНОЇ АВІАЦІЇ

Кафедра " Інформаційних технологій та електротехнічних систем "

Камишинський О.М.

ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ І ПІДСТАНЦІЇ

Видання третє перероблене та доповнене

Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
як навчальний посібник для студентів
електротехнічних спеціальностей
вищих навчальних закладів

2025

621. 331:621.311.4
К18

Рецензенти:

Костерєв М.В., доктор технічних наук, професор, зав. кафедри «Електричних станцій» Національного технічного університету України «КПІ»

Доманський В.Т., доктор технічних наук, професор кафедри «Електричного транспорту і тепловозобудування» Національного технічного універсітету «ХПІ»

Маковецький М.А., кандидат технічних наук, доцент кафедри «Системи електричної тяги» УкрДАЗТ

Соловей О.І., кандидат технічних наук, доцент кафедри «Електропостачання» Інституту енергозбереження та енергоменеджемнту Національного технічного університету України «КПІ»

Безбереж'єв Ю.В., старший викладач кафедри «Електричних станцій» Національного технічного університету України «КПІ»

Гриф надано Міністерством освіти і науки України,
рішення від 13.10.2008 р., № 14/18-Г-2115

У навчальному посібнику надано відомості про розподіл електричної енергії, методика розрахунку струмів короткого замикання в системах змінного струму. Розглянуті обладнання, струмовідні частини та апарати розподільних установок змінного та випрямленого струму. Надані матеріали по схемам, контруктивному виконанню електричних підстанцій, а також конструкція нового обладнання, яке застосовується на електричних підстанціях. Розглянуті питання електричних розрахунків для проєктування підстанцій.

Посібник рекомендований для студентів електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів, а також для широкого кола працівників енергетичної галузі.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА 11
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУДОВУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ... 12
1.1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ 12
1.2. ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ 14
1.2.1 Загальні положення 14
1.2.2 Теплові електростанції (ТЕС) 15
1.2.3 Теплові конденсаційні електростанції (КЕС) 17
1.2.4 Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) 18
1.2.5 Газотурбінні установки (ГТУ) 20
1.2.6 Парогазові установки (ПГУ) 22
1.2.7 Дизельні електричні станції (ДЕС) 25
1.2.8 Атомні електричні станції (АЕС) 26
1.2.9 Гідроелектростанції (ГЕС) 30
1.2.10 Гідроакумулюючі електричні станції (ГАЕС) 35
1.2.11 Альтернативна енергетика 37
1.2.12 Накопичувачі енергії 45
1.3. СИСТЕМИ СТРУМУ ТА НОМІНАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 45
1.4 ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ 49
1.5 РЕЖИМИ РОБОТИ НЕЙТРАЛЕЙ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ 51
1.5.1 Загальні положення 51
1.5.2 Мережі напругою 6; 10 та 35 кВ 53
1.5.3 Мережі наругою 110 кВ та вище 58
1.5.4 Мережі напругою до 1000 В 59
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ: 61
РОЗДІЛ 2 КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ 63
2.1 ПРИЧИНИ ТА ВИДИ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ 63
2.2 ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ 64
2.3 СИСТЕМА ВІДНОСНИХ ОДИНИЦЬ ПРИ РОЗРАХУНКУ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ 69
2.4 РОЗРАХУНОК ВІДНОСНИХ ОПОРІВ ЕЛЕМЕНТІВ КОРОТКОЗАМКНЕНОГО КОЛА. ПРИВЕДЕННЯ ОПОРІВ ДО БАЗИСНИХ УМОВ 72
2.5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ АНАЛІТИЧНИМ МЕТОДОМ 74
2.6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ПО КРИВИХ 76
2.7 ЕЛЕКТРОДИНАМІЧНА ДІЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ 80
2.8 ТЕРМІЧНА ДІЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ 83
2.9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В

УСТАНОВКАХ НАПРУГОЮ ДО 1000 В... 86
2.10 НЕСЕМЕТРИЧНІ КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ.. 86
2.10.1 Загальні положення методу розрахунку.. 86
2.10.2 Основи методу симетричних складових.. 87
2.10.3 Опори прямої, зворотної та нульової послідовності 89
2.10.4 Спрощений метод розрахунку струмів двофазного короткого замикання 91
2.11 ЗАСОБИ ОБМЕЖЕНННЯ СТРУМІВ КЗ... 92
КОНТРОЛІНІ ПИТАННЯ 94
РОЗДІЛ 3 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.. 96
3.1 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ.. 96
3.1.1 Основні поняття та визначення 96
3.1.2 Системи охолодження генераторів.. 101
3.1.3 Системи збудження генераторів... 104
3.2 СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ... 105
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 106
РОЗДІЛ 4 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРИ..... 108
4.1 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ 108
4.1.1 Основні поняття та визначення... 108
4.1.2 Принцип дії... 109
4.1.3 Будова (конструкція) силових трансформаторів.................................... 112
4.1.4 Регулювання напруги силових трансформаторів 130
4.2 АВТОТРАНСФОРМАТОРИ 132
4.3 МАРКУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ПОЗНАЧЕННЯ ЇХ НА СХЕМАХ 137
4.4 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ 139
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 144
РОЗДІЛ 5 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ.. 145
5.1 ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ 145
5.1.1 Принцип дії трансформаторів струму.. 145
5.1.2 Конструкція трансформаторів струму.. 147
5.1.3 Маркування трансформаторів струму 155
5.1.4 Вибір та перевірка трансформаторів струму 156
5.2 ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ.. 158
5.2.1 Принцип дії трансформаторів напруги 158
5.2.2 Конструкція трансформаторів напруги 159
5.2.3 Особливості режимів роботи трансформаторів напруги в електричних мережах з ізольованою нейтраллю.. 169
5.2.4 Позначення трансформаторів напруги... 171
5.2.5 Вибір та перевірка трансформаторів напруги 172
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 173
РОЗДІЛ 6. СТРУМОВІДНІ ЧАСТИНИ ТА ІЗОЛЯТОРИ 175

6.1. СТРУМОВІДНІ ЧАСТИНИ ... 175
6.2. ІЗОЛЯТОРИ ... 184
6.3 ВИБІР СТРУМОВІДНИХ ЧАСТИН ТА ІЗОЛЯТОРІВ ... 194
6.3.1 Вибір шин ... 194
6.3.2 Вибір кабелю ... 197
6.3.3 Вибір ізоляторів ... 197
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ... 198
РОЗДІЛ 7 КОМУТАЦІЙНЕ ТА ЗАХИСНЕ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ... 200
7.1. ЕЛЕКТРИЧНІ КОНТАКТИ ... 200
7.2. ВИНИКНЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ ПРИ РОЗРИВІ ЕЛЕКТРИЧНОГО КОЛА ... 202
7.3. ГАСІННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ ... 204
7.4. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ... 207
7.5. РУБИЛЬНИКИ, ПЕРЕМИКАЧІ, ПАКЕТНІ ВИМИКАЧІ ... 210
7.6. МАГНІТНІ ПУСКАЧІ ТА КОНТАКТОРИ ... 212
7.7. АВТОМАТИЧНІ ВИМИКАЧІ ... 217
7.8. ЗАПОБІЖНИКИ ... 219
7.9. БЕЗКОНТАКТНІ КОМУТАЦІЙНІ ПРИСТРОЇ ... 223
7.10. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУВИМИКАЧІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ ... 226
7.10.1. Загальні положення та визначення ... 226
7.10.2. Загальна характеристика вимикачів ... 227
7.10.3. Позначення високовольтних вимикачів ... 228
7.10.4. Позначення вимикачів на схемах ... 230
7.11. МАСЛЯНІ ВИМИКАЧІ ... 231
7.11.1. Багатооб'ємні вимикачі (багатомасляні вимикачі) ... 231
7.11.2. Малооб'ємні вимикачі (маломасляні вимикачі) ... 235
7.12. ВАКУУМНІ ВИМИКАЧІ ... 243
7.13. ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ ... 256
7.14. ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕГАЗОВИХ ТА ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ ... 266
7.15. ПОВІТРЯНІ ВИМИКАЧІ ... 268
7.16. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ВИМИКАЧІ ... 271
7.17. ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ ... 273
7.18. ПРИВОДИ ВИМИКАЧІВ ... 275
7.19. ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ ... 283

7.20. ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ. 284
7.21. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗ'ЄДНУВАЧІ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІ 285
7.21.1. Загальні положення та визначення 285
7.21.2. Позначення роз'єднувачів 287
7.21.3. Позначення роз'єднувачів на схемах 288
7.22. КОНСТРУКЦІЯ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ 290
7.22.1. Роз'єднувачі внутрішньої установки 291
7.22.2. Роз'єднувачі зовнішньої установки 293
7.22.3. Заземлювачі однополюсні зовнішньої установки серії ЗОН 298
7.23. ПРИВОДИ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ 300
7.24. ВИБІР РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ТА ВИМИКАЧІВ НАВАНТАЖЕННЯ 304
7.25. ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО РОЗ'ЄДНУВАЧІВ 305
7.26. СИГНАЛІЗАЦІЯ ТА БЛОКУВАННЯ 306
7.27. РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ 309
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 316
РОЗДІЛ 8 ОСНОВНЕ СПЕЦИФІЧНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ 318
8.1. ОСНОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ 318
8.2. СПЕЦИФІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ЗМІННОГО СТРУМУ 320
8.2.1. Силові (тягові) трансформатори 320
8.2.2. Установки ємнісної компенсації 324
8.2.3 Двофазні та однофазні високовольтні вимикачі 327
8.3. СПЕЦИФІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ 335
8.3.1 Швидкодіючі вимикачі постійного струму 335
8.3.2 Перетворюючі агрегати 359
8.3.3 Випрямно-інверторний перетворювач 376
8.3.4 Згладжуючі пристрої 378
8.3.5 Розрядний пристрій 383
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 385
РОЗДІЛ 9 ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ . 387
9.1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СХЕМИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 387
9.1.1 Види схем та їх призначення 387
9.1.2 Основні вимоги до головних схем електроустановок 389
9.2 ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ 389
9.2.1 Спрощені схеми електричних з'єднань 389
9.2.2 Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем 391

9.2.3 Схема з однією робочою та обхідною системами шин 391
9.2.4 Схема з двома робочими та обхідною системами шин 393
9.2.5 Схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два кола............. 394
9.2.6 Схема з двома системами шин та з чотирма вимикачами на три кола 395
9.2.7 Кільцеві схеми... 396
9.2.8 Схеми містка 397
9.3 ОСОБЛИВОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ............................ 399
9.3.1 Вимоги до схем потужних теплових електростанцій 399
9.3.2 Схеми блоків генератор-трансформатор і генератор-трансформатор-лінія 400
9.3.3 Головні схеми АЕС 401
9.3.4 Особливості ГЕС 404
9.4 ОСОБЛИВОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ....................................... 404
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 411
РОЗДІЛ 10 РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ ЗМІННОГО СТРУМУ 412
10.1 КЛАСИФІКАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК (РУ) 412
10.2 КАМЕРИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК. ЩИТИ УПРАВЛІННЯ............ 413
10.3 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ 419
10.3.1 Класифікація, характеристика та вимоги до комплектних розподільних установок 419
10.3.2 Конструкція комплектних розподільних установок....................................... 423
10.4 УЛАШТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК 435
10.4.1 Відкриті розподільні установки 435
10.4.2 Закриті розподільні установки 444
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 452
РОЗДІЛ 11 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ 453
11.1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 453
11.2 СХЕМИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.. 454
11.2.1 Класифікація схем трансформаторних підстанцій... 454
11.2.2 Схеми первинної комутації трансформаторних підстанцій 455
11.3 КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 461
11.4 ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.................................... 470
11.5 КОЕФІЦІЄНТИ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 472
11.6 ВПЛИВ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ НА ПОТУЖНІСТЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СПОСОБИ ЙОГО ПІДВИЩЕННЯ 474

11.7 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 476
11.7.1 Методи визначення електричних навантажень.. 476
11.7.2 Розрахунок потужності підстанції із вторинною напругою до 1000 В 477
11.7.3 Розрахунок потужності підстанції із вторинною напругою вище 1000 В.... 482
11.8 РОЗРАХУНОК МАКСИМАЛЬНИХ РОБОЧИХ СТРУМІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 484
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 485
РОЗДІЛ 12 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ЗАЛІЗНИЦЬ.. 486
12.1 ПРИЗНАЧЕННЯ, КЛАСИФІКАЦІЯ, СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ ТА ТИПИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 486
12.2 ПАРАЛЕЛЬНА РОБОТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 494
12.3 УЛАШТУВАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ.. 496
12.4 СХЕМИ ПЕРВИННОЇ КОМУТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК (РУ) ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 504
12.4.1 Схема первинної комутації РУ – 110 (220) кВ транзитної підстанції........... 504
12.4.2 Схема первинної комутації РУ-110 (220) кВ опорної підстанції 506
12.4.3 Схема первинної комутації РУ – 6 (10) кВ 509
12.4.4 Схема первинної комутації РУ – 35 кВ 514
12.4.5 Схема первинної комутації РУ – 3,3 кВ 515
12.4.6. Схема первинної комутації РУ – 27,5 кВ 527
12.5 КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 534
12.5.1 Нові технології у спорудженні та реконструкції тягових підстанцій 534
12.5.2 Розподільна установка 110 (220) кВ.. 535
12.5.3 Понижуючі трансформатори, тягові трансформатори, трансформатори СЦБ та власних потреб 537
12.5.4 Розподільна установка 35 кВ 538
12.5.5 Розподільна установка 27,5 кВ змінного струму.. 540
12.5.6 Розподільна установка 3,3 кВ постійного струму 548
12.5.7 Випрямний агрегат... 554
12.5.8 Компанування тягових підстанцій 554
12.6 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ, ВИБІР ПЕРЕТВОРЮЮЧИХ АГРЕГАТІВ ТА ПОНИЖУЮЧИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.. 564
12.6.1 Розрахунок потужності перетворюючих агрегатів тягової підстанції постійного струму.. 564
12.6.2 Розрахунок потужності понижуючих трансформаторів тягової підстанції

змінного струму для живлення тягового навантаження 565
12.6.3 Розрахунок потужності понижуючих трансформаторів тягової підстанції при системі електрифікації 2х25 кВ 565
12.6.4 Розрахунок потужності районних (нетягових) споживачів 566
12.6.5 Розрахунок потужності власних потреб (ВП) підстанції та вибір трансформатора власних потреб 567
12.6.6 Вибір понижуючих трансформаторів та визначення потужності підстанції 567
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 570
РОЗДІЛ 13 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ МІСЬКОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ 571
13.1 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ МЕТРОПОЛІТЕНІВ 571
13.1.1 Споживачі електроенергії 571
13.1.2 Режими та характеристики нетягових споживачів 571
13.1.3 Принципові схеми електропостачання 576
13.1.4 Конструктивне виконання підземних тягово - знижувальних підстанцій 581
13.2 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ТРАМВАЮ ТА ТРОЛЕЙБУСУ 585
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 591
РОЗДІЛ 14 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 592
14.1 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ 592
14.1.1 Загальні відомості 592
14.1.2 Схеми електропостачання власних потреб ТЕС 592
14.1.3 Схеми власних потреб КЕС 593
14.1.4 Схеми власних потреб ТЕЦ 595
14.1.5 Схеми електропостачання власних потреб АЕС 597
14.1.6 Схеми електропостачання власних потреб ГЕС 601
14.2 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ 603
14.3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 605
14.3.1 Розподіл енергії власних потреб 605
14.3.2 Живлення пристроїв СЦБ 606
14.3.3 Власні потреби тягових підстанцій модульного виконання 607
14.4 АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ ТА ЗАРЯДНО - ПІДЗАРЯДНІ ПРИСТРОЇ 609
14.4.1 Акумуляторні батареї (АБ) 609
14.4.2 Перетворювачі електричної енергії (зарядно-підзарядні пристрої) 619
14.4.3 Вибір акумуляторної батареї та зарядно-підзарядного пристрою 620
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 621

РОЗДІЛ 15 ЗАЗЕМЛЮЮЧІ ПРИСТРОЇ.. 623
15.1 ЗАХИСНІ ТА РОБОЧІ ЗАЗЕМЛЕННЯ.. 623
15.2 РОЗПОДІЛ ПОТЕНЦІАЛІВ НА ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ ПРИ ПРОХОДЖЕННІ СТРУМУ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ.. 625
15.3 КОНСТРУКЦІЯ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ... 626
15.4 ОПІР ЗАЗЕМЛЕННЯ 628
15.5 УМОВИ РОБОТИ ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ У ГРУНТІ 629
15.6 ЯВИЩЕ ЕКРАНУВАННЯ.. 631
15.7 РОЗРАХУНОК ЗАХИСНИХ ЗАЗЕМЛЕНЬ... 633
15.8 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПЕРЕНОСНИХ ТА ПЕРЕСУВНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ.. 638
15.9 ЗАЗЕМЛЮВАЧІ ДЛЯ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПУГ 639
15.10 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПРИСТРОЇВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ............................... 639
15.11 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПЕРЕСУВНИХ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ 641
15.12 КОНСТРУКЦІЯ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ НА ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЯХ.. 643
КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ 645
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ 646

ПЕРДМОВА

Третє видання посібника виконано у відповідності з програмою навчальної дисципліни "Електричні станції і підстанції" спеціальностей «Електрична інженерія» та «Залізничний транспорт».

За останній час сталися кординальні зміни у підході до сутності спеціальностей та іх перелку. Тому виникла негайна потреба в переробці та доповнені посібника. Автор спробував створити універсальний посібник, яким можна користуватися при вивченні дисциплін: «Електрична частина станцій та підстанцій», «Електричне обладнання станцій та підстанцій», «Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання», «Тягові підстанції».

Після виходу другого видання посібника була отримана низка зауважень та пропозицій з боку фахівців – виробничників та викладачів навчальних закладів стосовно удосконалення посібника. Більшість цих пропозицій та зауважень була врахована в процесі роботи над третім виданням посібника. Крім того в той же час сталися певні зміни в електроенергетиці, з'явилися нові схемні та конструктивні рішення, нові вимоги до пристроїв при улаштуванні та експлуатації електроустановок. Все це змусило певним чином змінити викладання матеріалу.

З великої кількості обладнання, схемних та конструктивних рішень, які використовуються, в третьому виданні посібника відображені ті, що широко застосовуються, а також сучасні та перспективні, при засвоєнні яких не важко буде розібратися з іншими типами, приведеними в спеціальній літературі.

Термінологія, яка наведена в посібнику повністю відповідає термінології Правил [15] та [16].

.

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУДОВУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

Неможливо уявити без електроенергії життя сучасного суспільства, економічний, технічний та культурний розвиток якого багато в чому зумовлений його широким застосуванням.

Різноманітне використання електроенергії в усіх галузях народного господарства і побуту пояснюється рядом істотних переваг її порівняно з іншими видами енергії:

- можливістю економічної передачі її на значні відстані;
- простотою перетворення в інші види енергії (механічну - за допомогою електродвигунів, теплову - за допомогою електронагрівальних приладів, світлову - за допомогою електроламп тощо);
- простотою розподілу між будь-яким числом споживачів будь-якої потужності;
- можливістю отримання електроенергії з інших видів енергії (теплової, гідравлічної, атомної, енергії вітру та сонця тощо).

Комплекс взаємопов’язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх установлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії називається **електроустановкою**.

Відповідно до Правил [16] електроустановки за умовами електробезпеки розділяють на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ (за діючим значенням напруги).

Електроустановка, яка призначена для виробництва електроенергії з різних форм первісної енергії, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії та необхідне допоміжне обладнання називається **електричною станцією.**

Електроенергія, що виробляється на електростанції, надходить на електричні підстанції, на яких відбувається перетворення електроенергії за напругою, частотою або родом струму.

Електрична підстанція - електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії. В залежності від призначення підстанції можуть бути трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП).

Трансформаторні підстанції — підстанції, призначені для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги за допомогою трансформаторів.

Перетворювальні підстанції — підстанції, призначені для перетворення роду струму або його частоти.

Електроустановка, призначена тільки для приймання та розподілу електричної енергії однієї напруги, яка містить комутаційні апарати, збірні шини, пристрої управління та захисту. називається **розподільною установкою (РУ).**

Розподільна установка використовується у всіх ланках системи електропостачання:

- на електростанціях - для розподілу електроенергії, що виробляється генераторами;
- в електричних мережах - для прийому електроенергії по одним лініям та розподілу її для передачі по інших лініях;
- у споживачів — для розподілу електроенергії, що надходить, між приймачами.

Сукупність підстанцій, розподільних установок та ліній електропередачі (ЛЕП), що їх з'єднують, призначена для передачі та розподілу електроенергії на певній території, називається **електричною мережею**.

Сукупність генераторів, встановлених на електростанціях, електричних мереж та живлячих від них приймачів електричної енергії, об'єднаних спільністю виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії, називається **електроенергетичною системою.**

Енергетичною системою (енергосистемою) називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, перетворення та розподілу електричної та теплової енергії при загальному управлінні цим режимом.

Приймач електричної енергії (електроприймач) – апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії. Отже приймачем електричної енергії є електрична частина механізму або технологічної установки, що одержує електроенергію з мережі та витрачає її на виконання технологічних процесів, які супроводжуються перетворенням електроенергії в інші види енергії: механічну, теплову, світлову тощо. Деякі технологічні установки мають у своєму складі декілька електроприймачів: верстати, крани, прокатні стани тощо. Розглядаючи технологічну установку як єдине ціле говорять про споживача електричної енергії.

Споживач електричної енергії (електроспоживач) – електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом, які розміщуються на певній території. На підприємствах споживач електричної енергії (СЕЕ) поєднує групу електроприймачів технологічної установки, цеху, корпусу або підприємства в цілому, на підставі їхніх характерних функцій (ознак). Приміром, характерною функцією деякого промислового підприємства є виробництво певної продукції. Саме підприємство в цілому може розглядатися як СЕЕ, до складу якого входять інші електроспоживачі (цехи, дільниці), розташовані на відповідній території (підприємства, цеху, дільниці).

У містах СЕЕ є будинки (житлові, громадського призначення тощо), мікрорайони, райони. Місто в цілому також є споживачем електричної енергії.

Правила [16] та Інструкція [8] всі електроприймачі за надійністю електропостачання поділяють на такі три категорії:

Електроприймачі І категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

У складі електроприймачів І категорії виділяється **особлива група електроприймачів**, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Електроприймачі ІІ категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі ІІІ категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення І та ІІ категорій.

Електроприймачі І категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.Для електропостачання особливої групи електроприймачів І категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, то технологічне резервування забезпечується, наприклад, шляхом установлення взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обгрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Категорійність електроприймачів нетягових споживачів залізничного транспорту визначається за Інструкцією [8].

1.2. ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.2.1 Загальні положення

Системи виробництва електричної енергії в різних навчальних наукових і популярних наукових джерелах мають різну класифікацію де часто використовуються терміни традиційні, нетрадиційні, альтернативні системи енергетики, нові, поновлювальні, промислові, комбіновані та інші.

Ці системи можуть бути умовно класифіковані за видом енергоносія, що безпосередньо бере участь у процесі перетворення різних видів енергії на електричну. Будемо розрізнювати системи де:

1. Хімічна енергії палива перетворюється на теплову і далі через різні форми енергоносіїв перетворюються на електричну
2. Механічна енергія води перетворюється на електричну
3. Ядерна енергія палива перетворюється на теплову і далі перетворюється на іншу

Основним способом виробництва електричної енергії є її вироблення електричним генератором, що знаходяться на одній осі з турбіною і перетворює кінетичну енергію обертання турбіни в електрику. Залежно від виду робочого агрегату, що обертає турбіну електростанції діляться на гідравлічні і теплові (включаючи ядерні).

Для виробництва електроенергії на сучасних електростанціях застосовують синхронні генератори (СГ) трифазного змінного струму. Розрізняють турбогенератори

(первинний двигун – парова чи газова турбіна) та гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

Електростанції (ЕС) можна класифікувати за рядом характерних ознак [2].

В даний час використовуються такі типи електростанцій:

1. Теплові (ТЕС), які підрозділяються на конденсаційні (КЕС), теплофікаційні (теплоелектроцентралі – ТЕЦ), і газотурбінні – ГТУ;

2. Гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі (ГАЕС);

3. Атомні електростанції (АЕС);

4. Сонячні (СЕС) або геліоелектростанції;

5. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС);

6. Дизельні електростанції (ДЕС);

7. Припливні електростанції (ПЕС);

8. Вітроелектростанції (ВЕС);

9. Парогазові установки (ПГУ);

10. Магнітогідродинамічні електростанції (МГДЕС).

Основна частина електроенергії виробляється на теплових, атомних і гідравлічних електростанціях. Класифікація електростанцій наведена (рис. 1.1).

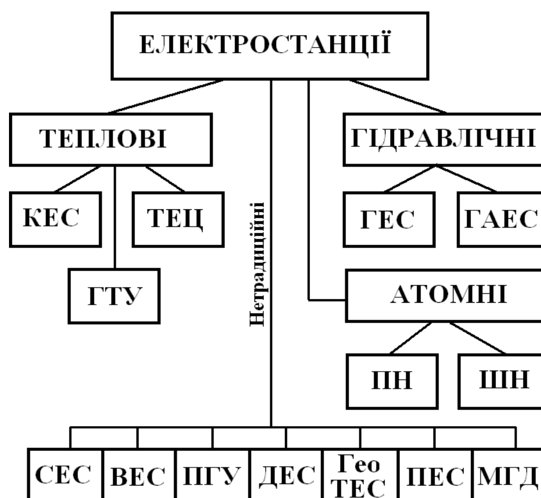


Рис. 1.1 Класифікація електростанцій:

КЕС – конденсаційні; ТЕЦ – теплоелектроцент- ралі; ГТУ – газотурбінні; ГЕС – гідроелектрос- танції; ГАЕС – гідроакумулюючі; ПН – атомні на повільних нейтронах; ШН – атомні на швидких нейтронах; СЕС – сонячні; ВЕС – вітрові; ПГУ – парогазові; ДЕС – дизельні; Гео ТЕС – геотермальні; ПЕС – припливні; МГД – агнітогідродинамічні.

1.2.2 Теплові електростанції (ТЕС)

На теплових електричних станціях (ТЕС) теплову та електричну енергію виробляють шляхом спалення органічних видів палива. Відповідно до типу первинних двигунів теплові електричні станції поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції. Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 1.2) [3].

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 в бункер сирого палива або до складу 13 резервного палива.

Вугілля розмелюють у млинах 22. Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з

пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках 10 (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширяючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам.

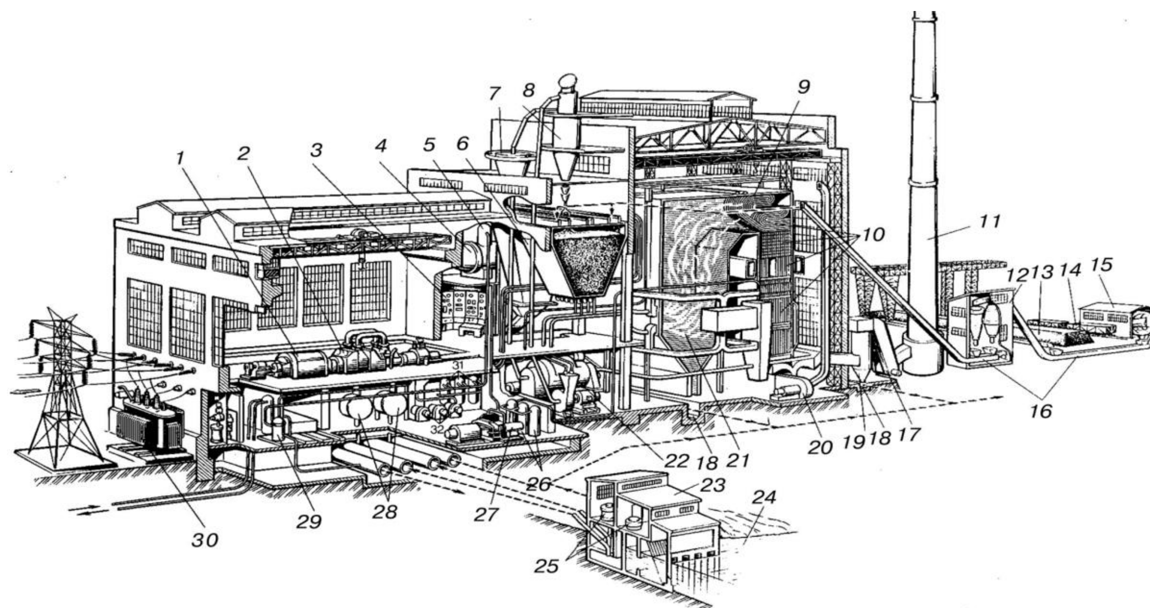


Рис. 1.2 Схема теплової електростанції, яка працює на твердому паливі:
1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт управління; 4 і 5 – деаератор; 6 – пиловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхні нагріву (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золовловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівач високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – пристрій хімічного очищення води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівач низького тиску; 32 – конденсатний насос

У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пара надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними в насосній станції 23. Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричинюють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 в регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється.

Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згорання очищують від золи в золовловлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу.

Уловлену золу і шлак по каналах 18 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

На паротурбінних станціях енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітого пару, яку у парогенераторів перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у сою чергу, поділяють на конденсаційні (КЕС) та теплофікаційні (ТЕЦ) електричні станції.

1.2.3 Теплові конденсаційні електростанції (КЕС)

Електростанції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають конденсаційні (КЕС). КЕС будують по можливості ближче до місць видобутку палива, і в місцях зручних для водопостачання. Їх виконують із ряду блокових агрегатів (котел – турбогенератор – підвищувальний трансформатор) потужністю від 200 до 1200 МВт. Параметри пари для блоків 200 МВт такі: тиск 13 МПа, температура – 565^{0}С; для блоків 1200 МВт відповідно 24 МПа та 540^{0}С. Проектна потужність КЕС становить 2400 – 3800 МВт. Поряд із блоковими ЕС функціонують ЕС неблокового типу з параметрами пари 9 МПа, 500 ^{0}С та одиничною потужністю 25 – 100 МВт.

Основні процеси теплового циклу відбуваються в таких елементах: парогенераторах – підведення тепла, перетворення води в пару; турбінах – розширення пари; конденсаторах – охолодження. За допомогою насосів високого тиску виконується стискання і нагнітання конденсату в парогенератор.

Пару для турбіни одержують у парогенераторі (рис. 1.3). Сучасний парогенератор є складною технічною спорудою висотою приблизно з п’ятиповерховий будинок. У топці спалюється нафта, газ або подрібнене у пил вугілля. Сюди ж подається підігріте повітря. Вода, що подається в парогенератор, проходить спеціальну підготовку: очищення, пом’якшення.Вміст домішок в такій воді менший ніж у питній. Отримана у парогенераторах пара перегрівається та подається по паропроводах у турбіни. Для найбільш економічної роботи турбіни необхідна частота обертання ротора 20000 – 30000 об./хв., але при цьому виникають величезні сили, що діють на обертові частини. Для зменшення зусиль швидкість обертання знижують шляхом використання багатоступінчастих турбін до величини 3000 об./хв.

Пара, яка виходить з турбіни направляється для охолодження та конденсації в конденсатори, які становлять собою циліндричний корпус, усередині якого є велика кількість латунних трубок. По трубках протікає охолоджувальна вода, звичайно при t = 10 – 15^{0}С, а вихідна вода має t = 20 – 25^{0}С. Пара обтікає трубки зверху вниз, конденсується й знизу видаляється. Тиск у конденсаторі знаходиться в межах 3 – 4 кПа, що досягається за рахунок охолодження пари. Витрата охолодної води становить приблизно 50 – 100 кг на 1 кг пари. Якщо вода для охолодження пари забирається з ріки та скидається знову в ріку, то таку систему називають прямоточною. Якщо води в ріці не вистачає, споруджують ставок. З однієї сторони ставка вода подається в конденсатор, а з іншого боку – скидається нагріта. У замкнутих циклах водопостачання для охолодження води споруджують градирні. У них вода витікає струмками з отворів лотків, розприскується й, стікаючи вниз, охолоджується.

Витрата палива на 1 кВт год. для блокових станцій становить 315–335 грам, для неблокових від 400 до 600 грам. Коефіцієнт корисної дії КЕС становить 30–40 %. Найбільше втрачається тепла в конденсаторі; з охолоджуючою водою видаляється близько 55–60 % тепла. Особливістю роботи КЕС є те, що вони розраховані на базисний режим роботи з обмеженими можливостями регулювання, мають недостатні можливості маневру: підготовка до пуску, розворот, синхронізація вимагають 3 – 6 годин.

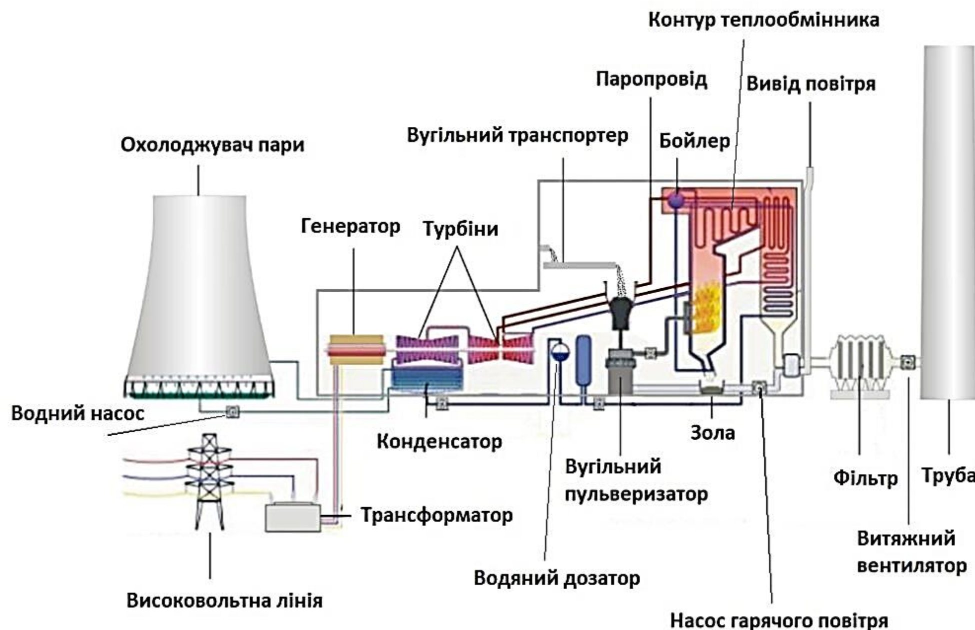


Рис. 1.3 Схема теплової конденсаційної станції

1.2.4 Теплоелектроцентралі (ТЕЦ)

Теплоелектроцентраль (ТЕЦ) — теплова електростанція, що виробляє одночасно електроенергію та тепло у вигляді гарячої води та пари. Тепло та пара можуть використатись як для промисловості, так і для побутових потреб. Обладнання ТЕЦ відрізняється від обладнання КЕС лише в тій його частині, яка пов’язана з відбором пари та гарячої води з контуру та передачею їх для постачання зовнішніх споживачів. Пар для технологічних цілей та нагрівання води може бути отриманий відбором останніх ступенів турбін. При цьому скорочується обсяг пропускання пари через конденсатор та знижуються втрати теплової енергії.

Звичайно ТЕЦ будують поблизу від споживачів тепла, паливо при цьому використається привізне. Радіус дії ТЕЦ по технологічній парі становить 1–2 км, а по гарячій воді 5–8 км.

На ТЕЦ використовуються спеціальні турбіни із проміжним відбором пари. Частина пари, що залишилася, йде на конденсатор (рис. 1.4).

Відрізняють два типи теплоелектроцентралей:

- ТЕЦ, оснащені турбінами з протитиском
- ТЕЦ з регульованим відбором пари.

У теплоцентралях першого типу відпрацьована пара надходить по тепломережах до споживачів, а також використовується в теплообмінниках для нагрівання води, що застосовується для теплопостачання. Відпрацьована пара конденсується у споживачів тепла та за допомогою насосів подається назад у парогенератор. Основний недолік таких ТЕЦ – необхідність роботи за тепловим графіком споживачів, тобто якщо ТЕЦ має видати споживачеві значну кількість електрики при низькому запиті на пару відпрацьовану пару доведеться скидати. В іншому випадку пар доведеться пропускати повз турбіни та охолоджувати до необхідних споживачу параметрів, що передбачає зайві витрати енергії. Тому потужність турбогенератора використовується нерівномірно і необхідно дублювання електричних потужностей ТЕЦ конденсаційними агрегатами.

Схема роботи ТЕЦ з регульованим відбором пари ближча до схеми КЕС. В цьому у разі не вся пара подається споживачеві. Регульована його частина відводиться з проміжних ступенів турбіни на потреби тепло- та паропостачання, а решта потрапляє у

конденсатор. Таким чином, забезпечується як тепловий, так і електричний графік навантаження. ТЕЦ з регульованим відбором дозволяє розвивати повну електричну потужність при відсутність витрати пари у теплових споживачів.

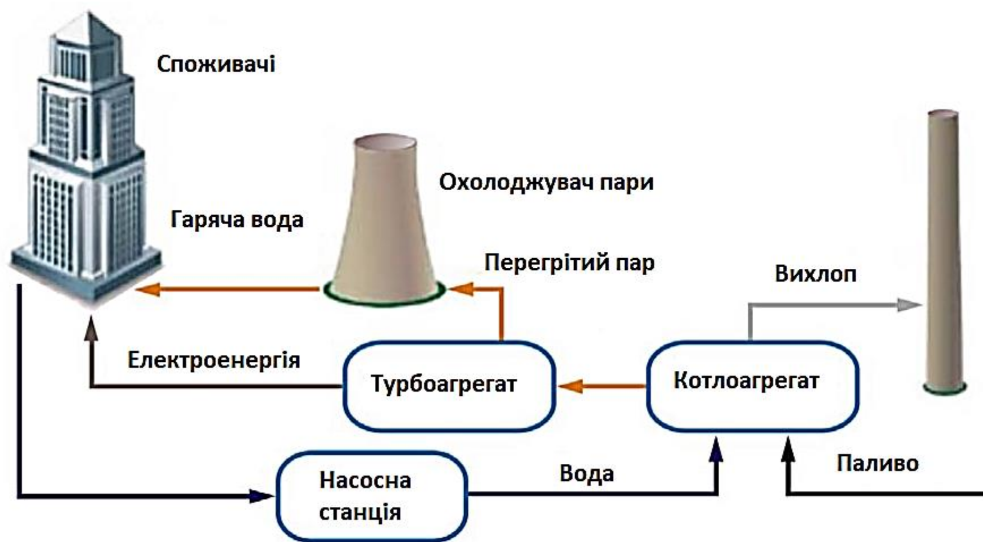


Рис. 1.4 Принципова схема роботи ТЕЦ опалювального типу

Теплова схема найпростішої ТЕЦ, яка несе промислове парове навантаження, показана на рис. 1.5. Пара, отримана в котлі 1, надходить в турбіну 2, безпосередньо з’єднану з електрогенератором 3, а потім спрямовується в конденсатор 4. Із проміжного ступеня турбіни при необхідному регульованому тиску відбирають пару, яка подається споживачам теплоти 7. На виробництві частина пари втрачається, а частина конденсується і насосом 8 направляється в живильний бак 6, в який конденсатним насосом 5 подається і конденсат з конденсатора. Для заміщення втрат пари і конденсату в живильний бак трубопроводом 10 додається хімічно очищена вода. Живильна вода подається в котел 1 живильним насосом 9.

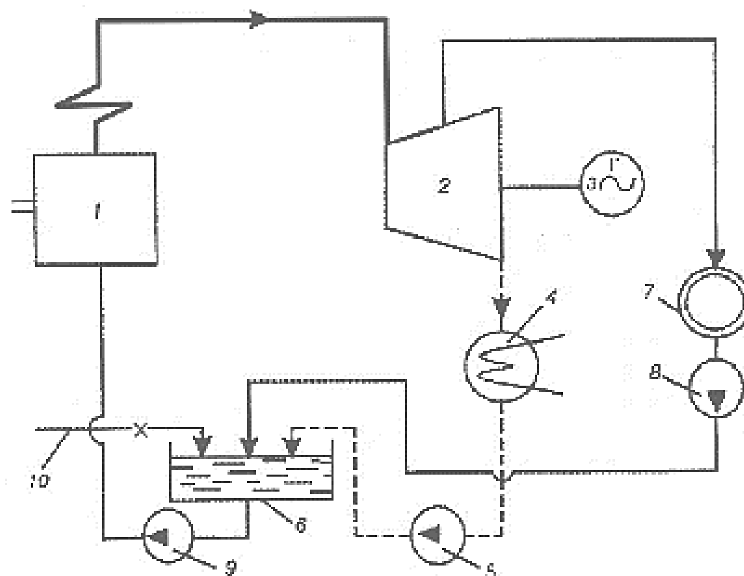


Рис.. 1.5 Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі:

1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатний насос; 6 – живильний бак; 7 – споживачі теплоти; 8 – сітьовий насос; 9 – живильний насос; 10 – трубопровід, яким подається хімічно очищена вода

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралі, зазвичай є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ установлюють турбіни з двома регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) – для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передачі пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає в потужності (кількості виробленої електричної і теплової енергії).

Питома витрата палива на ТЕЦ залежить від режиму її роботи. Найбільш економічно ТЕЦ працюють при навантаженні, що відповідає тепловому споживанню та мінімальному пропуску пари на ступені низького тиску турбіни та у конденсатор.

При роботі ТЕЦ за електричним графіком економічність знижується. Питома витрата палива, при роботі за тепловим графіком, дорівнює 146–228 г/ кВт год., а при конденсаційному – 278–406 г/ кВт год. ККД ТЕЦ дорівнює 60–70 %. Станції з агрегатами до 60 МВт включно виконуються в теплотехнічній частині з поперечними зв'язками по парі та воді, в електричній – зі збірними шинами 6–10 кВ і видачею значної потужності в місцеву розподільну мережу. Станції з агрегатами 100–200 МВт виконують блокового типу з видачею потужності в мережу підвищеної напруги. При тепловому навантаженні меншому за 200–300 МВт спорудження ТЕЦ неекономічне. Як ТЕЦ, так і КЕС сильно впливають на навколишнє середовище, забруднюючи його відходами й змінюючи тепловий режим.

1.2.5 Газотурбінні установки (ГТУ)

Газотурбінною (ГТС) називають електричну станцію, в якій органічне паливо (газ) спалюють безпосередньо в турбіні генератора. ГТУ мають високі маневрені якості (час пуску з холодного стану 30 – 40 хв.). Як робоче тіло в таких установках використовується суміш продуктів згоряння палива з повітрям або нагріте повітря при великому тиску й високій температурі.

Газотурбінні електростанції як самостійні енергетичні установки отримали обмежене поширення. Серійні газотурбінні установки (ГТУ) мають невисоку економічність, споживають, як правило, високоякісне паливо (рідке або газоподібне).

При невеликих капітальних витратах на будівництво вони характеризуються високою маневреністю, тому в деяких країнах їх використовують, як пікові енергоустановки. ГТУ мають у порівнянні з паровими турбінами підвищені шумові характеристики, що вимагає додаткової звукоізоляції машинного відділення та повітрозабірних пристроїв. Повітряний компресор споживає значну частку (50-60%) внутрішньої потужності газової турбіни. Внаслідок специфічного співвідношення потужностей компресора і газової турбіни діапазон зміни електричного навантаження ГТУ невеликий. Одинична потужність встановлених газових турбін не перевищує 100-150 МВт, що значно менше необхідної одиничної потужності великих енергоблоків. Більшість сучасних ГТУ працюють за схемою безперервного згоряння палива і виконуються по відкритому (розімкнутому) або закритому (замкнутому) циклу залежно від виду палива, що спалюється. У ГТУ відкритого циклу в якості палива використовується рідке малосірчане газотурбінне паливо або природний газ, які подаються в камеру згоряння (рис. 1.6).

Необхідне для згорання палива повітря очищається в комплексному повітроочисному пристрої (фільтрі) і стискається в компресорі до тиску p=0,6-2,0 МПа. Для отримання заданої температури газів перед газовою турбіною t=750-1200°С в камері згоряння підтримується потрібний надлишок повітря (2,5-5,0) з урахуванням теоретичної температури горіння палива, виду палива, способу його спалювання та ін. Гарячі гази є робочим тілом в газовій турбіні, вони розширюються, а

потім при температурі t = 450-550°С викидаються в димохід.

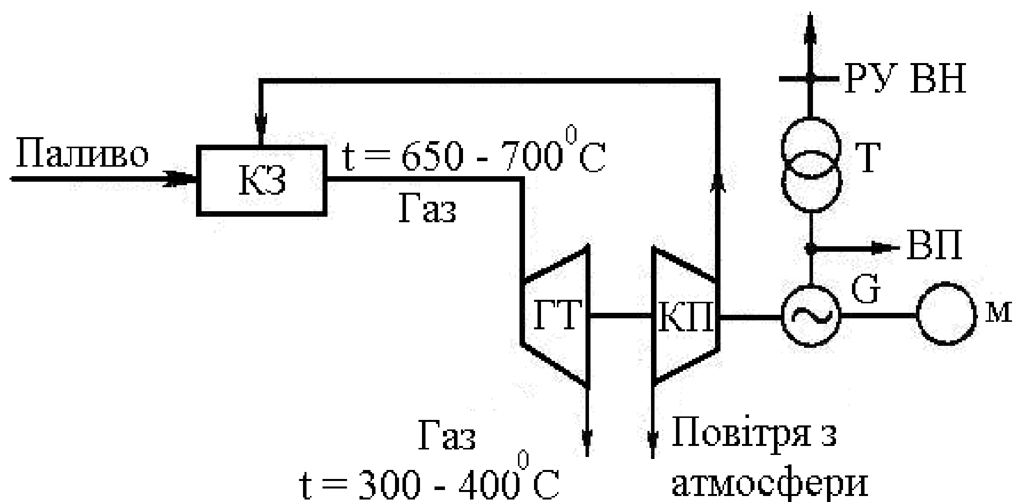


Рис. 1.6 Технологічна схема електростанції з газовими турбінами:

КЗ – камера згорання; КП – компресор; ГТ – газова турбіна; G – генератор; Т – трансформатор; М – пусковий двигун; ВП – власні потреби.

За конструктивним виконанням й принципом перетворення енергії газові турбіни не відрізняються від парових, але газові турбіни більш компактні. Газові турбіни в основному працюють на рідкому й газоподібному паливі. У камеру згоряння подається паливо й повітря. Гази, що виходять з камери згоряння, з високою температурою й під тиском направляються на лопатки турбіни. Турбіна обертає генератор і компресор. Компресор необхідний для подачі під тиском повітря в камеру згоряння. Стиснене повітря підігрівається в регенераторі відпрацьованими газами.

Залежно від типу установки її час пуску і навантаження становить 5-20 хв. ГТУ характеризуються низькою питомою вартістю (на 50-80 % менше, ніж базові енергоблоки), високим ступенем готовності до пуску, відсутністю потреби в охолоджувальній воді, можливістю швидкого будівництва ТЕС при малих габаритах електростанції і незначному забрудненні навколишнього середовища. Разом з тим ГТУ мають невисокий ККД виробництва електроенергії (28-30%), заводське виготовлення їх складніше, ніж турбін, вони вимагають дорогих і дефіцитних видів палива. Ці обставини визначили і найбільш раціональну область застосування ГТУ в енергосистемі як пікових і зазвичай автономних установок з використанням встановленої потужності 500-1000 год/рік.

Для таких установок доцільна конструктивна схема у вигляді одновальної ГТУ простого циклу без регенерації або з регенерацією тепла відхідних газів. Така схема характеризується великою простотою і компактністю установки, яка в значній мірі виготовляється і монтується на заводі. Рідке газотурбінне паливо, використовуване для ГТУ, на електростанції піддається фільтрації та промиванню від солей лужних металів. Потім в паливо додають присадку з вмістом магнію для запобігання ванадієвої корозії. За даними експлуатації така підготовка палива сприяє тривалій роботі газових турбін без забруднення і корозії проточної частини. Важливою особливістю газотурбінних установок є залежність їх показників від параметрів зовнішнього повітря, а передусім від його температури. Під її впливом змінюється витрата повітря через компресор, співвідношення внутрішніх потужностей компресора і газової турбіни і в результаті - електрична потужність ГТУ і її ККД. Зниження температури зовнішнього повітря з +40

до -40°С призводить до значного збільшення електричної потужності ГТУ. Для різних початкових температур це збільшення становить 140-160%. Для обмеження зростання потужності ГТУ при зниженні температури зовнішнього повітря та з урахуванням можливості перевантаження електрогенератора доводиться впливати або на температуру газів перед газовою турбіною, зменшуючи витрати палива, або на температуру зовнішнього повітря, підмішуючи невелику кількість газів, що відходять (2-4%) до повітря, що засмоктується компресором. Постійну витрату повітря в діапазоні навантажень 80-100% можна підтримувати також прикриттям вхідного направляючого апарату компресора ГТУ.

Підвищення зовнішньої температури повітря збільшує коефіцієнт надлишку повітря за газовою турбіною і температури відхідних газів сприяє погіршенню енергетичних показників ГТУ. Підвищення атмосферного тиску призводить до збільшення витрати повітря через компресор внаслідок збільшення щільності повітря. З ростом цього тиску в діапазоні 720-800мм.рт.ст. при постійному значенні температури зовнішнього повітря електрична потужність ГТУ зростає приблизно на 10%, тоді як електричний ККД установки залишається практично постійним.

Питома витрата палива в ГТУ відносно висока (450 – 550 г/кВт год.). В основному ГТУ призначені для роботи в піковій частині графіка навантаження і як резерв. Перспективними є ГТУ з підземними повітряними акумуляторами. Поділ процесів стиску повітря за допомогою компресорів і його використання в газовій турбіні дозволяє при тій самій витраті палива збільшити потужність турбіни в 3 рази.

1.2.6 Парогазові установки (ПГУ)

Поєднання паротурбінної і газотурбінної установок, які об'єднуються загальним технологічним циклом, називають парогазовою установкою (ПГУ) електростанції. Поєднання цих установок в єдине ціле дозволяє знизити втрати теплоти з газами ГТУ або парового котла, використовувати гази за газовими турбінами, як підігрітого окислювача при спалюванні палива, отримати додаткову потужність за рахунок часткового витіснення регенерації паротурбінних установок і нарешті підвищити ККД парогазової електростанції в порівнянні з паротурбінною і газотурбінною електростанціями. ПГУ використовують два види робочого тіла – пару і газ. У них частина тепла, отриманого при спалюванні палива в парогенераторі, витрачається на утворення пари необхідних параметрів, що направляється в парову турбіну. Охолоджені до 650–700 ^{0}С гази попадають на робочі лопатки газової турбіни. Відпрацьовані в турбіні гази використовуються для підігріву живильної води.

Застосування ПГУ для сьогоднішньої енергетики - найбільш ефективний засіб підвищення теплової та загальної економічності електростанцій на органічному паливі. Кращі з діючих ПГУ мають ККД до 46%. Серед різних варіантів ПГУ найбільшого поширення набули такі схеми:

1) ПГУ з високонапірним парогенератором (ВПГ);
2) ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла;
3) ПГУ з паровим утилізаційних котлом (КПК);
4) Напівзалежні ПГУ;
5) ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива.

ПГУ з високонапірним парогенератором працює на природному газі або на рідкому газотурбінному паливі. Повітряний компресор подає стиснене повітря в кільцевий зазор корпусу ВПГ і в додаткову камеру згоряння ДКС, де його температура підвищується. Гарячі гази після спалювання палива в котельній камері мають тиск 0,6-1,2 МПа залежно від тиску повітря за компресором і використовуються для генерації пари і його перегріву. Після проміжного перегрівача (останньої поверхні нагрівання ВПГ) гази з температурою

приблизно 700°С надходять в додаткову камеру згоряння, де догріваються до 900 °С і надходять в газову турбіну. Відпрацьовані в газовій турбіні гази направляються в триступеневий газо-водяний економайзер, де вони охолоджуються живильною водою і основним конденсатом парової турбіни. Таке підключення економайзерів забезпечує постійну температуру відхідних газів 120-140°С перед їх виходом в димохід. Разом з тим в такій ПГУ відбувається часткове витіснення регенерації і збільшення потужності паротурбінної установки. Високонапірний парогенератор є спільною камерою згоряння палива для паротурбінної і для газотурбінної установки. Особливістю такої ПГУ є те, що надлишковий тиск газів у схемі дозволяє не встановлювати димососи, а повітряний компресор замінює дуттьовий вентилятор; відпадає необхідність у повітряпідігрівачі. Пар з ВПГ направляється в двигуни установки, що мають звичайну теплову схему. Істотною перевагою даної установки є зменшення габаритів і масових показників ВПГ, що працює при тиску в газовому тракті 0,6-1,2 МПа. Високонапірний парогенератор повністю виготовляється в заводських умовах. Відповідно до вимог транспортування паропродуктивність одного корпусу ВПГ не перевищує 350 000 кг/год. ПГУ з ВПГ доцільно застосовувати при помірних температурах газів перед ГТУ. Із збільшенням цієї температури зменшується частка теплоти, яка передається газами поверхні нагрівання високонапірного парогенератора. Автономна робота парового ступеня ПГУ з ВПГ неможлива, що є недоліком цієї схеми, що вимагає однакової надійності газотурбінної установки, парової турбіни, котла. Використання ПГУ з ВПГ перспективно в схемах з внутрішньоацикловою газифікацією вугілля.

ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла характеризуються тим, що відхідні гази газової турбіни є високо підігрітими (450-550°С) забаластованим окислювачем з вмістом кисню 14-16%. З цієї причини їх доцільно використовувати для спалювання основної маси палива в паровому котлі. Котел поставляється без повітропідігрівача і може працювати як «під наддувом», так і з урівноваженою тягою. Для цього в схемі передбачені димососи. Дана схема ПГУ дозволяє працювати в трьох різних режимах: режим ПГУ та режими автономної роботи газового і парового ступенів. Основним є режим роботи установки по парогазовому циклу. Відхідні гази газової турбіни (в її камері згоряння спалюється рідке газотурбінне паливо) подаються в основні пальники котла. У пальник надходить і підігріте в калорифері, бракуюче для процесу горіння, повітря, що нагнітається вентилятором додаткового повітря. Відхідні гази парового котла охолоджуються в економайзерах високого і низького тиску і потім направляються в димохід. У зв'язку з цим регенеративні відбори парової турбіни частково розвантажені, а тиск пари в її проточній частини дещо зростає; збільшений пропуск пари в конденсатор турбіни.

При автономній роботі парового щаблю повітря, необхідного для спалювання палива в котлі, подається дуттьовим вентилятором в калорифери, де нагрівається до 180°С і потім прямує в пальники. Паровий котел працює під розрідженням, створюваним димососами, при автономній роботі газового щаблю відхідні гази направляються в трубу. З підвищенням температури газів перед газовою турбіною ПГУ і при нижчому ступені стиснення повітря в компресорі вміст кисню у вихідних газах газової турбіни зменшується, що вимагає подачі додаткової кількості повітря. Це призводить до збільшення обсягу газів, що проходить конвективні поверхні нагрівання парового котла, а також зростання втрат теплоти з газами. Зростає і витрата електроенергії на привід дуттьового вентилятора.

При спалюванні в котлі твердого палива підігріте повітря використовується в системі пилоприготування. Парогазові електростанції подібного типу широко поширені за кордоном (США, Англія та ін). Перевага ПГУ цього типу полягає в тому, що використовується паровий котел звичайної конструкції, в якому можливо застосування будь-якого виду палива, зокрема твердого. У камері згоряння ГТУ спалюють не більше

15-20% необхідного для всієї ПГУ палива, що зменшує споживання його дефіцитних сортів. Пуск таких ПГУ зазвичай починають з пуску ГТУ, використання теплоти відхідних газів якої дозволяє підняти в паровому котлі параметри пари і скоротити кількість палива, що витрачається на пуск паротурбінного обладнання. ПГУ з утилізаційними паровими котлами дозволяють використовувати відхідні гази газових турбін для генерації пари. На таких установках можлива реалізація чисто бінарного циклу без додаткового спалювання палива з отриманням пара низьких параметрів. Для таких установок характерне використання тільки високоякісного органічного палива, головним чином природного газу. Для роботи ПГУ на резервному рідкому газотурбінному паливі необхідно передбачити в тепловій схемі додатковий підігрів води до 130-140°С, щоб уникнути корозії хвостових поверхонь нагріву. Такий режим роботи виявився менш економічним. ПГУ з утилізаційними паровими котлами мають високу маневреність. Вони розраховані приблизно на 160 пусків на рік; час пуску після простою в 6-8 годин - 60 хв, а після зупинки на 40-48 год - 120 хв. При розвантаженні ПГУ перш зменшують навантаження газотурбінних агрегатів зі 100 до 80 % прикриттям вхідних напрямних апаратів компресорів. Подальше зниження навантаження проводять зменшенням витрати палива, що спалюється в пальниках ПК, зниженням паропродуктивності останнього із збереженням температури газів перед газовими турбінами. Поєднання газотурбінних і паротурбінних установок з використанням типового серійного обладнання здійснюється в напівзалежних парогазових установках. Вони призначаються для використання при настанні піків графіка електричного навантаження і припускають повне або часткове відключення підігрівачів високого тиску по пару. У результаті його пропуск через проточну частину парової турбіни підвищується і реалізується приріст потужності парового ступеня приблизно на 10-11%. Зниження температури живильної води компенсується її додатковим підігрівом в газоводяному економайзері газами газової турбіни. Температура газів, що відходять з ГТУ знижується при цьому приблизно до 190°С. Сумарний приріст пікової потужності з урахуванням роботи ГТУ становить 35-45% базової потужності паротурбінного блоку. Питома витрата умовного палива близька до витрати при автономній роботі цього блоку.

Розглянуті схеми ПГУ припускають часткове або повне використання високоякісного органічного палива (природного газу або рідкого газотурбінного палива), що гальмує їх широке впровадження. Значний інтерес представляють різні схеми парогазових установок з високонапірними парогенераторами і внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива, що дозволяє перевести парогазові установки цілком на вугілля. Заздалегідь подрібнене вугілля (3-10мм) подається для підсушування в сушарку і через окислювач (для запобігання шлакування) в газогенератор. Один з варіантів схеми - газифікація вугілля в газогенераторі з «киплячим» шаром на пароповітряне дуття. Газифікація палива забезпечується подачею в газогенератор повітря після дотискання компресора і пара з «холодної» нитки проміжного перегріву. Повітря для газифікації в кількості ≈ 3,2 кг на 1 кг вугілля послідовно стискається і дотискається в компресорах (тиск підвищується на 10%) і після змішування з парою надходить в газогенератор. Газифікація вугілля відбувається при температурі, близької до 1000°С. Генераторний газ охолоджується, віддаючи свою теплоту робочому тілу паротурбінної частини, потім очищається від механічних домішок і сірковмісних сполук і після розширення в розширювальній газовій турбіні надходить в високонапірний парогенератор і його додаткову камеру згоряння для спалювання. Інша частина теплової схеми збігається зі схемою звичайного ПГУ з ВПГ. Парогазові установки отримали достатньо широке застосування в США, Японії, Франції та ін.

У ПГУ в основному спалюється природний газ та рідке паливо різних видів. Впровадженню ПГУ сприяла поява потужних ГТУ (70-100 МВт) з

Розглянуті схеми ПГУ припускають часткове або повне використання високоякісного органічного палива (природного газу або рідкого газотурбінного палива), що гальмує їх широке впровадження. Значний інтерес представляють різні схеми парогазових установок з високонапірними парогенераторами і внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива, що дозволяє перевести парогазові установки цілком на вугілля. Заздалегідь подрібнене вугілля (3-10мм) подається для підсушування в сушарку і через окислювач (для запобігання шлакування) в газогенератор. Один з варіантів схеми - газифікація вугілля в газогенераторі з «киплячим» шаром на пароповітряне дуття. Газифікація палива забезпечується подачею в газогенератор повітря після дотискання компресора і пара з «холодної» нитки проміжного перегріву. Повітря для газифікації в кількості ≈ 3,2 кг на 1 кг вугілля послідовно стискається і дотискається в компресорах (тиск підвищується на 10%) і після змішування з парою надходить в газогенератор. Газифікація вугілля відбувається при температурі, близької до 1000°С. Генераторний газ охолоджується, віддаючи свою теплоту робочому тілу паротурбінної частини, потім очищається від механічних домішок і сірковмісних сполук і після розширення в розширювальній газовій турбіні надходить в високонапірний парогенератор і його додаткову камеру згоряння для спалювання. Інша частина теплової схеми збігається зі схемою звичайного ПГУ з ВПГ. Парогазові установки отримали достатньо широке застосування в США, Японії, Франції та ін.

У ПГУ в основному спалюється природний газ та рідке паливо різних видів. Впровадженню ПГУ сприяла поява потужних ГТУ (70-100 МВт) з початковою температурою газів 900-1100°С. Це дозволило застосувати ПГУ з утилізаційними паровими котлами барабанного типу з примусовою циркуляцією середовища і тиском пари 4-9 МПа в залежності від того, проводиться в них додаткове спалювання палива чи ні. Крім ПГУ з утилізаційними котлами в деяких країнах застосовують ПГУ зі скиданням газів ГТУ в топку пиловугільного котла. Кращі зарубіжні ПГУ працюють з ККД нетто 46-49%, вони практично повністю автоматизовані.

1.2.7 Дизельні електричні станції (ДЕС)

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, яке спалюють у дизельних двигунах, які обертають ротори генераторів. Такі станції характеризуються малою потужністю, їх застосовують для живлення автономних споживачів, а також для організації резервного живлення споживачів особливо важливої категорії.

Це досить надійні та витривалі установки, здатні, здебільшого, працювати безперервно, стабільно забезпечуючи електрикою об'єкти, що обслуговуються.

Будова та принцип роботи дизельної електростанції інтуїтивно зрозумілі. Вона складається з:

- дизельного двигуна внурішнього згоряння (ДВЗ);
- електрогенератора;
- електрощитової.

Що стосується принципу функціонування станції, то він заснований на обертанні ротора генератора, що приводиться в рух валом дизельного двигуна, в результаті чого створюється необхідний рівень електрорушійної сили і відбувається вироблення струму потрібної частоти.

При цьому ефективність електрозабезпечення багато в чому визначається рівномірністю обертання валу ДВЗ і здатністю нейтралізувати значні перепади при відборі потужності. Тобто від електростанції вимагається стабільна робота в автоматичному режимі. Тому дизельгенератор додатково комплектується:

- механічним чи електронним регулятором оборотів двигуна;

- повітряним та паливним фільтрами тонкого очищення, що дозволяють підготувати якісну горючу суміш;

- масляним фільтром тонкого очищення;

Крім цього, електросхема дизель-генератора містить різні датчики, що контролюють функціонування основних компонентів установки.

Двигуни можуть мати рядне або V-подібне розташування циліндрів. Рядні відрізняються великою довжиною, тому на особливо потужних установках використовуються компактніші V-подібні ДВС. Крім цього, всі станції, чия потужність перевищує 15 кіловат, наділені виключно рідинною системою охолодження. Такі установки менш шумні і мають великий ресурс.

Будова та принцип роботи дизельної електростанції є однаковими всім моделей. Але вони можуть відрізнятися деякими технічними особливостями, що визначають їх призначення та умови експлуатації. Так, вони можуть класифікуватися за:

- потужності, поділяючись на малопотужні, потужністю до 50 кіловат, середньої потужності, 50-200 кіловат, та високопотужні, понад 200 кіловат;

- типу охолодження, з повітряним та радіаторним охолодженням. При цьому, радіаторне охолодження може бути водо-повітряним, що передбачає охолодження рідини, що охолоджує, атмосферним повітрям, і водо-водяним, що передбачає використання води із зовнішніх джерел;

- призначенням (станція може бути освітлювальною, силовою, здатною впоратися із суттєвими перепадами потужності, та спеціального призначення, для резервного використання на АЕС, у медзакладах та інших екстрених ситуаціях);

- мобільністю (випускаються установки для стаціонарного розміщення, пересувні та портативні, які можна легко переміщати вручну);

- способу генерації електромагнітних полів (електростанції можуть бути з синхронним генератором, здатним довго працювати під силовими навантаженнями, асинхронним, більш простим і надійним;

- кількістю фаз (пристрій дизельної електростанції може припускати наявність однофазного виходу на 220 вольт або забезпечувати трифазну генерацію, маючи виходи на 230 і 400 вольт);

- типу виконання, що передбачає встановлення у спеціально обладнаному приміщенні, із захисним кожухом, що дозволяє використовувати установку на вулиці, або розміщення у контейнері, для використання станції у віддаленій місцевості на відкритому майданчику.

1.2.8 Атомні електричні станції (АЕС)

Атомні електростанції (АЕС) – це по суті теплові електростанції, що використовують теплову енергію ядерних реакцій. Атомні електростанції (АЕС) використовують транспортабельне паливо — уран, їх розташовують незалежно від паливно-енергетичного фактора та орієнтують на споживачів у районах з напруженим паливно-енергетичним балансом. Оскільки АЕС дуже водомісткі, їх споруджують біля водних джерел. Можливість використання палива, як джерела теплоти пов'язані з здійсненням ланцюгової реакції розподілу речовини і виділенням величезної кількості енергії. Самопідтримуюча і регульована ланцюгова реакція розподілу ядер урану забезпечується в ядерному реакторі АЕС. У найпершому наближенні процеси, що відбуваються в ядерному реакторі, можна описати як безупинний поділ ядер. При цьому маса цілого ядра до поділу більша за масу осколків, що вийшли. Різниця становить приблизно 0,1% маси ядра, що розділилося. Зрозуміло, що до повного перетворення маси в енергію ще дуже далеко, але вже така зміна маси палива в реакторі дозволяє отримувати гігантську кількість енергії. При діленні 1г ізотопів урану або плутонію

вивільняється 22500кВт-год, шо еквівалентно енергії, що міститься в 2800кг умовного палива (в реактор завантажується орієнтовно 66 тонн збагаченого урану).

Для ядерного пального використовують зазвичай ізотоп урану U^{233}, U^{235} та плутоній Pu^{239}. Ядерне паливо використовують зазвичай, у твердому вигляді. Його укладають в захисну оболонку - ТВЕЛи - головний конструктивний елемент активної зони ядерного реактора, в якому знаходиться ядерне паливо. Їх встановлюють у робочих каналах активної зони реактора. Для зручності перевантаження і транспортування твели реактора збирають у спеціальні тепловиділяючі збірки — ТВЗ. ТВЗ є шестигранної форми. Реактор має 163 штуки ТВЗ, які розташовані в середині активної зони з кроком 20-25 см. У ТВЕЛах відбувається ділення важких ядер U^{235}, Pu^{239} або U^{233}, що супроводжується виділенням теплової енергії, яка потім передається теплоносію. Найпоширенішим теплоносієм є очищена вода. При розподілі ядер урану чи плутонію утворюються швидкі нейтрони, які мають велику енергію. У природному чи слабозбагаченому урані, де вміст U^{235} невеликий, ланцюгова реакція на швидких нейтронах не розвивається. Тому швидкі нейтрони уповільнюються до теплових (повільних) нейтронів. Як уповільнювачі можуть використовують речовини, які містять елементи малої атомної маси, і мають низьку поглинаючу здатність стосовно нейтронів. Основними сповільнювачами є вода, важка вода (важка вода (D_2O) — вода, молекула якої складається з двох атомів дейтерію та атома оксигену, має у 3 рази більшу густину в порівнянні із звичайною), графіт. При роботі реактора концентрація ізотопів, що діляться в ядерному паливі поступово зменшується, і паливо вигоряє. Тому з часом його замінюють на свіже. Ядерне паливо перезавантажують за допомогою спец. механізмів і пристосувань з дистанційним керуванням. Відпрацьоване паливо переносять в басейн витримки, а потім відправляють на переробку.

Ядерна енергетична установка (ЯЕУ) являє собою комплекс апаратів, систем, пристроїв і механізмів, призначених для перетворення ядерної енергії, що звільняється в результаті спалювання ядерного палива, в електричну, механічну або теплову енергію. ЯЕУ складається з двох частин: реакторної установки, в якій в результаті поділу подільних нуклідів в ядерному паливі виділяється теплота і передається робочому тілу (речовина здійснює роботу, що перетворює теплоту у механічну енергію) і турбінної установки (турбогенератора), в якій теплова енергія робочого тіла перетворюється в механічну (і електричну).

Основний елемент ЯЕУ – ядерний реактор – складається з активної зони, відбивача, системи охолодження, системи керування, регулювання і контролю, корпусу та біологічного захисту.

У робочі канали активної зони поміщується ядерне паливо у виглядіуранових або плутонієвих стрижнів, покритих герметичною металевою оболонкою. У цих стрижнях і відбувається ядерна реакція. Стрижні з ядерним паливом називаються тепловиділяючими елементами (ТВЕЛами). Кількість ТВЕЛів в активній зоні досягає декількох тисяч.

В активну зону поміщають також сповільнювач нейтронів, через неї проходить теплоносій, що служить для відводу тепла. Як теплоносій використається звичайна або важка вода, водяна пара, рідкі метали, інертні гази (вуглекислий, гелій). Теплоносій обмиває в робочих каналах поверхні твелів і переносить тепло. Активна зона оточена відбивачем, що повертає в неї нейтрони, які вилітають. Керування реактором виконується за допомогою спеціальних стрижнів, що поглинають нейтрони. Стрижні змінюють потік нейтронів й інтенсивність реакції.

Тепло, що виділяється в реакторі, може передаватися робочому тілу теплового двигуна за одно-, дво- і триконтурною схемами. На рис. 1.7 наведено принципову схему роботи атомної електростанції із двоконтурним реактором. Кожен контур являє собою замкнуту систему. Багатоконтурна схема забезпечує радіаційний захист і створює

зручності для обслуговування устаткування. Вибір числа контурів визначається типом реактора й властивостями теплоносія. Перший контур АЕС радіоактивний і повністю перебуває в біологічному захисті. У другому контурі робоче тіло – вода та пара – не стикається з радіоактивним носієм першого контуру.

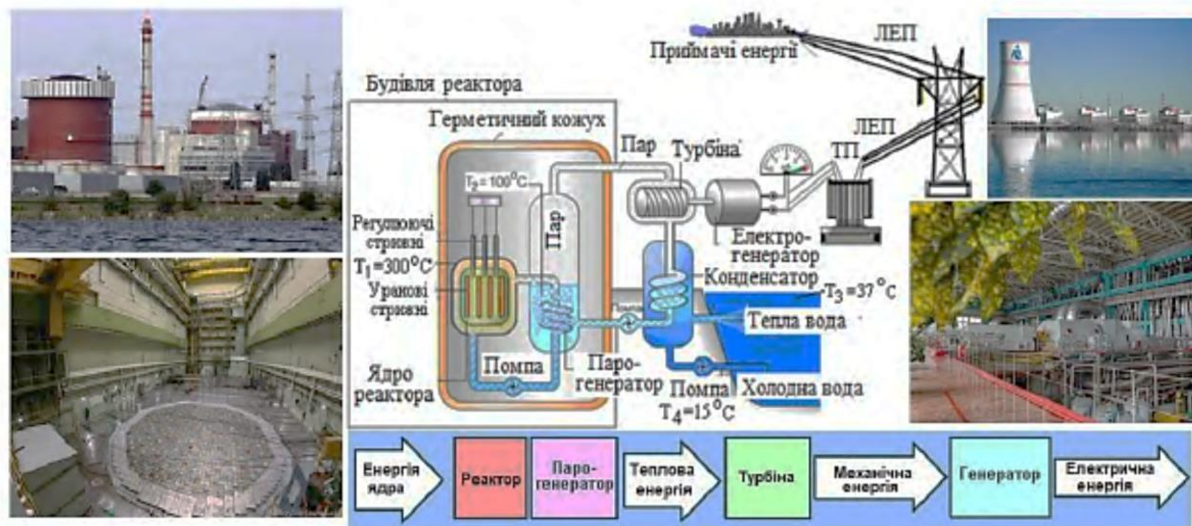


Рис. 1.7 Принципова схему роботи атомної електростанції із двоконтурним реактором.

Залежно від виду робочого тіла (водяна пара або газ) турбінна установка називається паротурбінною (ПТУ) або газотурбінною (ГТУ). На АЕС робочим тілом є тільки водяна пара (газотурбінні установки поки не знайшли поширення на АЕС). Реакторну установку, призначену для отримання водяної пари в якості робочого тіла, називають ядерною паропродуктивною установкою (ЯППУ). У загальному випадку ЯППУ включає в себе ядерний енергетичний реактор з системою управління та захисту та первинним біологічним захистом, контур циркуляції теплоносія разом зі своїм устаткуванням, парогенератори та допоміжні системи і пристрої, а також вторинний біологічний захист. В даний час ЯЕУ використовуються головним чином на конденсаційних АЕС.

За принципом роботи ЯЕУ або АЕС нічим не відрізняється від звичайної теплоенергетичної установки або ТЕС на органічному паливі.

Головна відмінність АЕС від ТЕС полягає в тому, що на АЕС джерелом тепла є не паровий котел, в якому в процесі горіння органічного палива хімічна енергія перетворюється на теплоту, а ядерний енергетичний реактор, де в процесі ділення ядер U^{235} або Pu^{239} відбувається перетворення ядерної енергії в теплову. Цим визначаються основні особливості ЯЕУ, серед яких перш за все відзначимо наступні:

1. Надзвичайно високу калорійність ядерного палива, в результаті чого на АЕС витрачається палива набагато менше, ніж на ТЕС. Внаслідок високої калорійності ядерного палива виробництво його з уранових руд з концентрацією урану більше 0,1 % істотно дешевше видобутку вугілля, нафти і газу, а обсяг перевезень ядерного палива, включаючи перевезення відпрацьованого радіоактивного палива, виявляється значно менше, що вимагає істотно менших витрат, ніж перевезення органічного палива для ТЕС. При цьому паливне господарство на АЕС набагато менше, ніж на ТЕС. Тому АЕС можна розміщувати поблизу місць споживання енергії, що істотно полегшує вирішення проблеми енергозабезпечення промислових центрів, віддалених від паливодобуваючих районів.

2. Неможливість повного «спалювання» усіх подільних нуклідів за один цикл перебування ядерного палива в реакторі. «Спалюється» тільки та частина нуклідів, які діляться, що перевищує критичне завантаження. У цьому полягає принципова відмінність використання ядерного палива на АЕС в порівнянні з використанням органічного палива на ТЕС. Ця відмінність суттєво впливає на економіку АЕС.

3. Можливість часткового, а в реакторах на швидких нейтронах розширеного відтворення подільних нуклідів, наприклад ізотопів плутонію ^{239}Pu і ^{241}Pu. При цьому значна їх частина безпосередньо ділиться в реакторі, підвищуючи паливний баланс і збільшуючи вигоряння первинного палива. Інша частина накопичується у відпрацьованому паливі. Тому завжди є можливість отримання додаткового ядерного палива з відтворюючих нуклідів, що підвищує ступінь використання природного палива в 30-40 разів і більше (при розширеному відтворенні).

4. Істотно менше, ніж ТЕС тієї ж потужності, дія АЕС на навколишнє середовище, оскільки «спалювання» ядерного палива в реакторі відбувається без окислювачів. У той же час на ТЕС при спалюванні органічного палива відбувається майже трикратне (за масою) споживання атмосферного кисню з безперервним викидом в атмосферу продуктів згоряння - димових газів, які містять токсичні оксиди сірки та азоту, метали і золу (при спалюванні вугілля). Тому, для того, щоб знизити шкідливий вплив ТЕС на навколишнє середовище, потрібно спорудження спеціальних захисних установок, вартість яких може досягати 25% загальних витрат на будівництво ТЕС.

5. Утворення великої кількості високорадіоактивних продуктів поділу і пов'язане з цим тривале залишкове тепловиділення в активній зоні після зупинки реактора, наявність потужного іонізуючого випромінювання, що викликає сильну наведену радіоактивність матеріалів активної зони і теплоносія, які не повністю локалізуються в межах активної зони, а разом з теплоносієм в деякій мірі поширюються по всьому контуру циркуляції теплоносія, що призводить до необхідності вирішення специфічної проблеми - забезпечення ядерної та радіаційної безпеки АЕС, тобто запобігання опромінення персоналу та радіоактивного забруднення навколишнього середовища вище допустимих норм, використання спеціальних дорогих систем, пристроїв, обладнання, приладів і матеріалів, що не застосовуються на ТЕС. До таких специфічних систем і споруд, зокрема, відносяться: потужний біологічний захист від іонізуючого випромінювання, спеціальні машини для дистанційного завантаження і перевантаження палива, басейни для охолодження і витримки відпрацьованого палива, що вивантажується з реактора, система спеціального очищення теплоносія від радіоактивних продуктів ділення, система спеціальної вентиляції та фільтрації радіоактивних газів, система контролю герметичності ТВЕЛів, пристрої для дезактивації обладнання при ремонтах, пристрої для переробки радіоактивних відходів і сховищ для них і т.д., організація на АЕС спеціальних служб з радіаційного контролю в приміщеннях станції і поза нею, обліку доз іонізуючого випромінювання, одержувана персоналом.

6. Пред'явлення особливих вимог до забезпечення надійного охолодження, викликаних високим тепловим навантаженням активної зони, а також наявністю тривалого залишкового тепловиділення в ТВЕЛах при зупиненому реакторі; необхідність у забезпеченні надійного охолодження активної зони у всіх експлуатаційних і можливих аварійних режимах (при втраті електроживлення ГЦН), а також малоймовірних аваріях, викликаних миттєвим розривом контуру циркуляції теплоносія. Інакше може статися неприпустиме підвищення температури ТВЕЛів, порушення герметичності оболонок твелів, розплавлення палива і як наслідок інтенсивний вихід радіоактивних продуктів в теплоносій з можливим потраплянням їх у приміщення АЕС, а далі - у навколишнє середовище; необхідність установки додаткових автономних джерел електропостачання (дизель-генераторів, акумуляторних батарей і т.д.), які діють незалежно від зовнішніх джерел електроживлення, і спеціальних систем

аварійного охолодження активної зони, а також спеціальних локалізуючих систем, які запобігають поширенню радіоактивних продуктів в навколишнє середовище (наприклад, захисної оболонки, в якій розміщуються реакторна установка і все радіоактивне устаткування АЕС, басейнів барботерів, льодових конденсаторів тощо).

7. Труднощі організації ремонтних робіт та заміни обладнання реакторної установки через високу радіоактивність в реакторі і контурі теплоносія, а також залишкового тепловиділення в зупиненому реакторі; необхідність використання дистанційних та автоматизованих пристроїв; можливість більш тривалого простою обладнання, ніж це зазвичай має місце на ТЕС. Звідси необхідне забезпечення підвищеної надійності і безвідмовності роботи систем і обладнання АЕС і відповідно пред'явлення жорстких вимог до якості виготовлення, монтажу та рівня експлуатації обладнання АЕС, ніж обладнання ТЕС.

8. Виникнення специфічної проблеми тривалого та безпечного зберігання високорадіоактивних відходів АЕС, оскільки при роботі АЕС утворюється велика кількість радіоактивних відходів, серед яких радіоактивні нукліди, які зберігають високу активність протягом сотень років і більше. Звідси необхідність проведення інтенсивних розробок за способами поховання таких відходів, серед яких технічно найбільш розроблені методи цементування, бітумування і склування відходів з подальшим похованням їх в підземних сховищах в стабільних геологічних формаціях, де тверді блоки можуть зберігати радіоактивні відходи протягом декількох тисяч років.

9. Необхідність для АЕС з водоохолоджуваними реакторами в значно більшій (у 1,5-2 рази) в порівнянні з ТЕС кількості води для охолодження конденсаторів турбін. Пояснюється це наступними факторами: по-перше, тим, що ККД сучасних АЕС (близько 33%) нижче ККД ТЕС (близько 40%) через використання в турбінах АЕС пара з більш низькими параметрами, ніж в турбінах ТЕС, по-друге, тим, що частина теплоти, що виділяється при спалюванні органічного палива (близько 15%) надходить через трубу станції безпосередньо в атмосферу разом з газоподібними продуктами згоряння органічного палива, а теплове скидання АЕС в навколишнє середовище відбувається тільки при охолодженні водою конденсаторів турбін. Дана обставина обмежує вибір місць розміщення АЕС поблизу природних водойм, оскільки перевищення температури води в них на 3°С влітку і на 5°С взимку небажано і заборонено в законодавчому порядку. Тому доводиться організовувати оборотну систему водопостачання АЕС, що вимагає додаткових капітальних витрат.

Таким чином, забезпечення безпеки і надійності експлуатації АЕС висуває особливі вимоги, які не мають аналогії у звичайній теплоенергетиці. Їх задоволення в основному і викликає істотне збільшення (в 1,5-2 рази) питомих капітальних вкладень у АЕС у порівнянні із вкладеннями в ТЕС. Однак паливна складова вартості електроенергії, що виробляється АЕС, істотно нижче вартості електроенергії, що виробляється ТЕС, тому АЕС за своїми економічними показниками перевершують ТЕС, причому по впливу на навколишнє середовище вони значно «чистіше», ніж ТЕС.

1.2.9 Гідроелектростанції (ГЕС)

Гідравлічна електростанція (ГЕС) - комплекс споруд і устаткування, за допомогою яких енергія потоку води перетвориться в електричну енергію. ГЕС складається з послідовного кола гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення тиску, та енергетичного устаткування, що перетворює енергію рухомої під натиском води в механічну енергію обертання яка, у свою чергу, перетвориться в електричну енергію.

Принцип роботи гідравлічних електричних станцій (ГЕС) оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на

турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис. 1.8 наведено типову схему ГЕС.

На компонування ГЕС особливо сильний вплив мають місцеві природні умови (рельєф і геологічна будова заплави річки, зона затоплення) і прийнята система використання водотоку, яка визначає тип і склад гідротехнічних споруд. Вплив цих факторів настільки значний, що компонування кожної ГЕС являє собою оригінальне рішення.

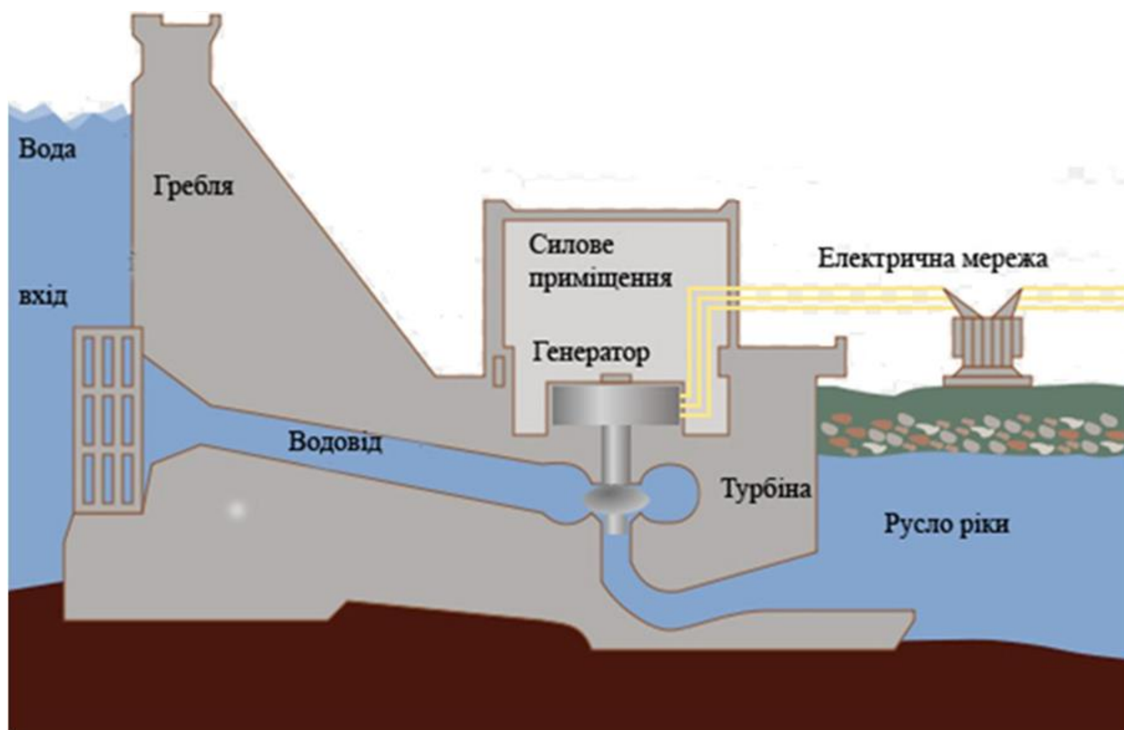


Рис. 1.8 Поперечний розріз греблі ГЕС

Найбільше значення при компонуванні станційного вузла має взаємне розташування будівлі ГЕС, відкритих РУ високої напруги та корпусу допоміжних пристроїв зі щитом керування. РУ високих напруг намагаються розташувати таким чином, щоб відстань до машинного залу була найменшою. З цією метою відкриті РУ часто розташовують безпосередньо біля берега річки чи каналу з боку нижнього б’єфа (ділянки рухомої води або води, розміщеної за водонапірною спорудою). РУ генераторної напруги закритого типу у більшості випадків розташовують в будівлі ГЕС з боку нижнього б’єфа (руслові ГЕС) або з боку верхнього б’єфа (пригребельні ГЕС з напірними трубопроводами). Верхній б'єф — ділянка рухомої води або води, яка перебуває в спокої, що розміщена перед водонапірною спорудою, зазвичай є водосховищем.

Допоміжні електротехнічні установки (акумуляторна батарея з підзарядним і зарядним пристроями, електролабораторія, вузол зв’язку) і щит керування займають, як правило, спеціальний (допоміжний) корпус. Його виконують у вигляді прибудови до машинного залу з боку розташування відкритого РУ.

ГЕС, будівля якої є частиною греблі, називається a русловою. Руслові ГЕС — це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну величину. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідрооб'єкти будують на

повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

Будівля 1 русловоЇ ГЕС (рис. 1.9, а) займає частину напірного фронту гідротехнічних споруд і нарівні з греблею 2 приймає тиск води верхнього б’єфа (ВБ).

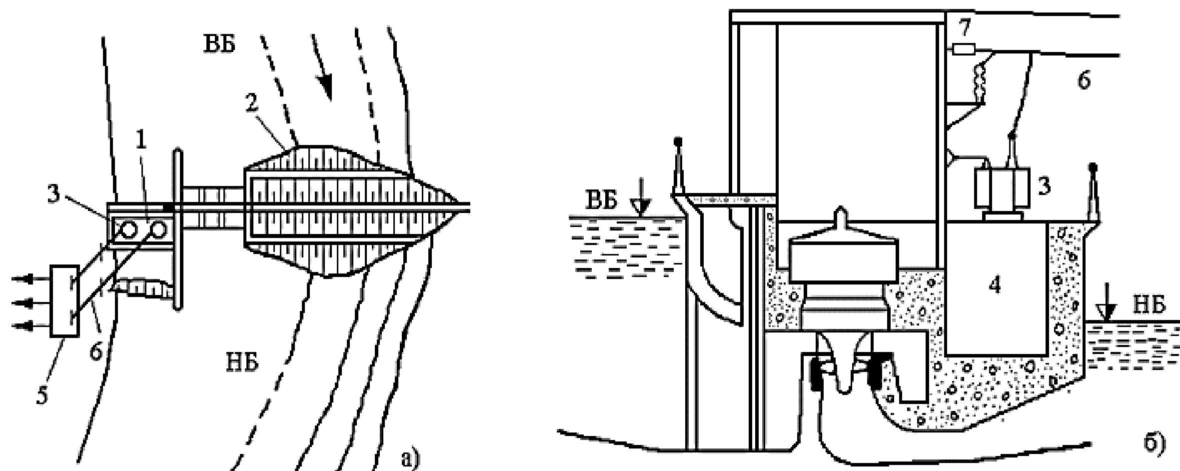


Рис. 1.9 План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої на руслі

Трансформатори 3 блоків розташовують на майданчику з боку верхнього б’єфа або з боку нижнього б’єфа (НБ) (як показано на рис. 1.9, б). Розподільну установку генераторної напруги 4 розташовують в будинку ГЕС під трансформаторами 3. З’єднання генераторів з

РУ генераторної напруги (або при одиничних блоках з трансформаторами) виконують залежно від потужності генератора відкритими шинними мостами (при $P_{ном}$ до 100 МВт) або закритими екранованими струмопроводами (при $P_{ном}$ більше 100 МВт). Розподільні установки високих напруг 5 (відкритого типу) розташовують на березі з боку нижнього б’єфа. Майданчик для їх спорудження вибирають згідно з рельєфом прибережної смуги. За несприятливих топографічних умов, коли важко знайти чи створити рівний майданчик необхідних розмірів застосовують ступінчасте розташування обладнання РУ .

Приєднання трансформаторів до РУ високої напруги здійснюють гнучкими проводами 6. Проводи підвішують за допомогою натяжних гірлянд ізоляторів 7 між стіною будівлі ГЕС (або опорами, встановленими на будівлі ГЕС) і опорами, встановленими на березі, де розташована РУ. Якщо будівля розташована окремо, біля основи греблі на протилежному від водосховища боці, то така ГЕС називається пригреблевою).

Пригреблеві ГЕС — високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розміщена за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в даному випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель. Пригребельна схема (рис. 1.10) характеризується тим, що напір (різниця відміток між рівнями верхнього і нижнього б’єфу на ГЕС створюється за рахунок підпору рівня ріки греблею з утворенням водойми, яка також використовується для регулювання стоку (добового, тижневого, сезонного, багаторічного) з метою забезпечення необхідного режиму роботи ГЕС. За рахунок регулювання стоку забезпечується збільшення встановленої (сума ном. потужностей всіх генераторів) та гарантованої (90-92% від встановленої потужності) потужності ГЕС, кількості виробленої електроенергії та економічної ефективності ГЕС. На більшості

ГЕС, що знаходяться в експлуатації, у тому числі найпотужніших, використана гребельна схема. Така схема використана для всіх ГЕС Дніпровського каскаду в Україні.

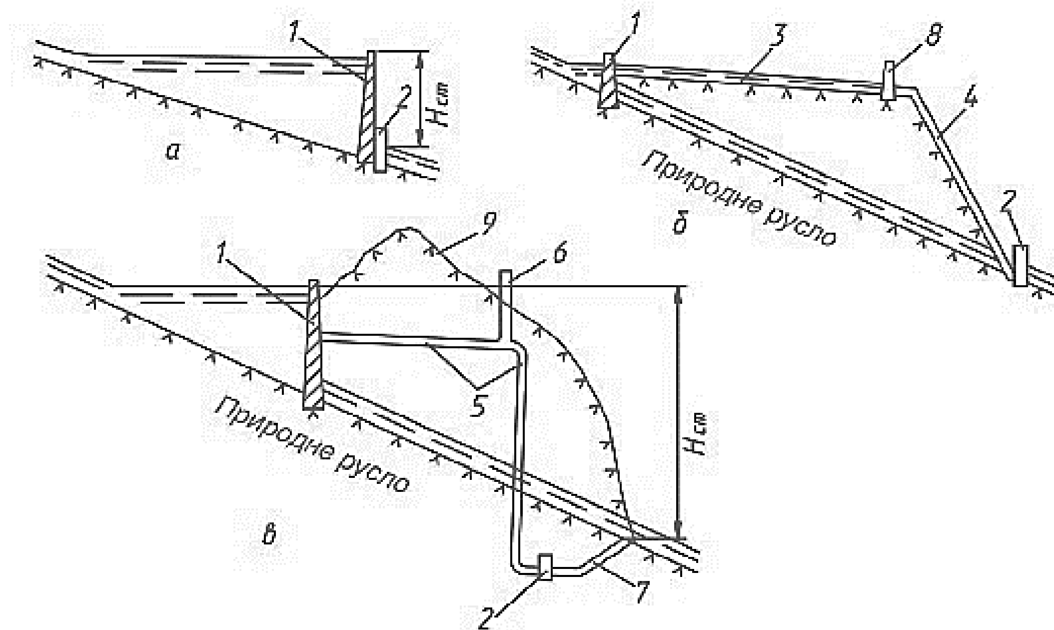


Рис. 1.10 Принципові схеми ГЕС: а – гребельна; б – дериваційна; в – комбінована:

1 – гребля; 2 – будинок ГЕС; 3 – дериваційний канал; 4 – напірний трубопровід; 5 – напірний тунель; 6 – зрівнювальний резервуар; 7 – відвідний тунель; 8 – водоприймач; 9 – природна поверхня берегового схилу.

На пригребельній ГЕС (рис. 1.11, а) будівлю 1 споруджують за глухою греблею 2, тому вона не приймає напору води. Вода подається до турбін по напірних трубопроводах 3. Між будівлею ГЕС і греблею над напірними трубопроводами утворюється так звана "пазуха" 4.

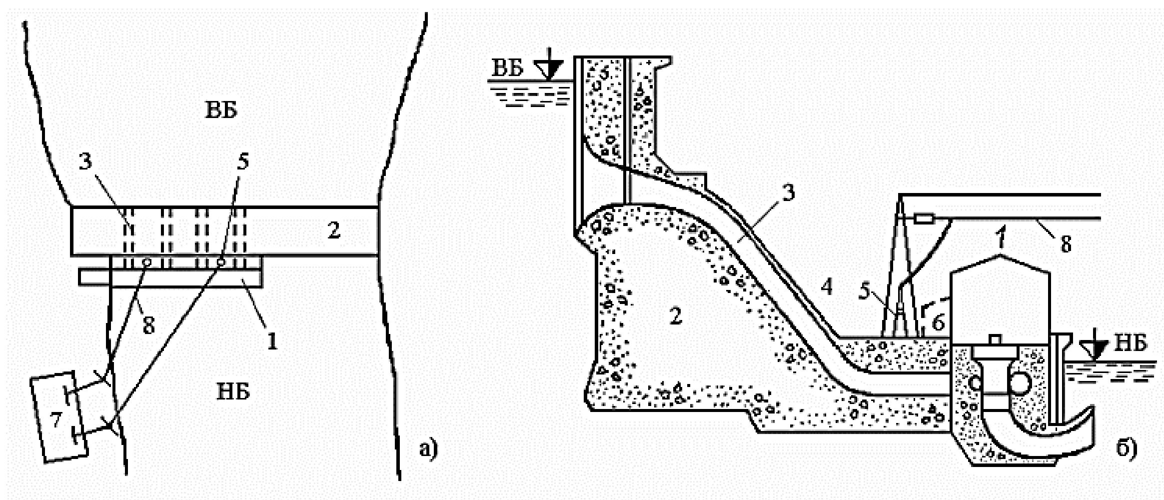


Рис. 1.11 План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої біля греблі

Останню зручно використовувати для встановлення трансформаторів 5 блоків і розміщення РУ генераторної напруги 6 (рис. 1.11, б). РУ можна також прибудувати до будівлі ГЕС (показано на рис. 1.11, б пунктиром). Розподільні установки високої напруги 7, як і на русловій ГЕС, розташовують на березі і з’єднують з трансформаторами

гнучкими проводами 8. ГЕС, до якої вода подається трубами, називається дериваційною. При дериваційній схемі напір на ГЕС утворюється шляхом створення зосередженого перепаду за рахунок відводу води з річки штучним водоводом, в якості якого застосовуються відкриті канали (безнапірна деривація); напірні тунелі або трубопроводи (напірна деривація).

При дериваційній схемі для забору води на ГЕС у більшості випадків у річці зводиться гребля, яка утворює невелику водойму, що часто виконує добове регулювання.

На гірських річках будуються дериваційні гідроелектростанції (рис. 1.12), для роботи яких необхідний напір води Н створюється шляхом використання значних природних ухилів таких річок. тунель в обхід основного русла річки і потрапляє в напірний басейн 3. З басейнів вода по напірних трубах 4 тече гідротурбіни 5, приводячи їх у обертання. На одному валу з турбіною знаходиться генератор, що виробляє електричну енергію. Так як канал 2 прокладений з невеликим ухилом, то напір води Н на турбінах ГЕС дещо менше напору річки Нр на ділянці А-Б. Вода, що відпрацювала, з турбіни по відвідному каналу 6 повертається в річку. За допомогою греблі 7 можна створити штучне водосховище з певним запасом води і додатково підняти рівень води, збільшивши натиск на турбінах гідпроелектростанції.

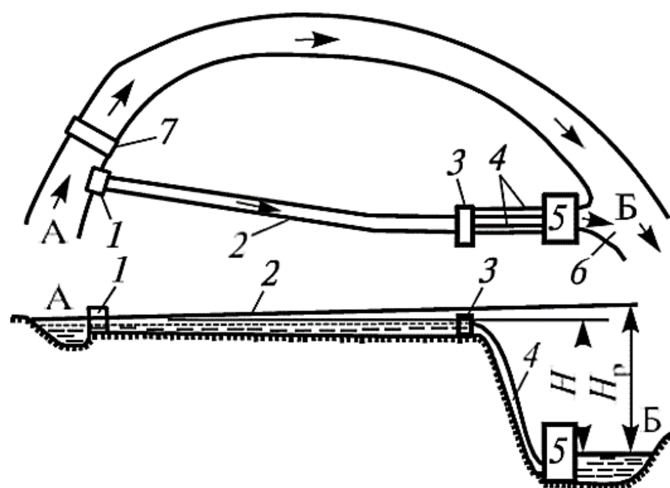


Рис. 1.12 План дериваційної ГЕС

У випадку комбінованої схеми напір на ГЕС утворюється частково за рахунок опору рівня ріки греблею й створення водойми як на пригребельній схемі, та частково за рахунок деривації, що дозволяє при відповідних природних умовах використовувати переваги обох схем. При комбінованій схемі також можна одержати високі напори на ГЕС.

Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) з оборотними гідроагрегатами (що працюють як генератори струму або водяні помпи) в години малого споживання електроенергії перекачують воду з водосховища у верхній басейн, а в години пікових навантажень виробляють енергію як звичайні ГЕС. ГЕС з використанням енергії припливів називають припливними.

Принцип роботи ГЕС досить простий. Ланка гідротехнічних споруд забезпечує необхідний напір води, що надходить на лопаті гідротурбіни, яка приводить в дію генератори, що виробляють електроенергію.

Необхідний напір води утворюється за допомогою будівництва греблі, і як наслідок концентрації річки в певному місці, або деривації - природним потоком води.

Залежно від тиску води, в гідроелектростанціях застосовуються різні види турбін. Для високонапірних — ковшові і радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами. На середньонапірних ГЕС встановлюються поворотнолопатні і радіально-

осьові турбіни, на низьконапірних — поворотнолопатні турбіни в залізобетонних камерах. Принцип роботи всіх видів турбін подібний — вода, що подається під тиском (напір води), надходить на лопаті турбіни і вони починають обертатися. Механічна енергія, таким чином, передається на гідрогенератор, який і виробляє електроенергію. Турбіни розрізняються деякими технічними характеристиками, розраховані на різні тиски води, а також камерами — залізними або залізобетонними.

Кількість годин використання установленої потужності в році характеризує ступінь нерівномірності роботи протягом року та доби. При роботі ГЕС в основному у режимі покриття пікової зони графіку навантажень Т≤2000 год, а в напівпіковій зоні Т зростає до 4000 год.

Втрати напору на ГЕС орієнтовно можуть становити 1–5%, причому вони менші при гребельній схемі та безнапірній деривації та збільшуються при напірній деривації.

Коефіцієнт корисної дії гідросилового устаткування (гідроагрегата) орієнтовно може скласти 90–94% залежно від типу та характеристик турбіни та генератора. У цілому на ГЕС потенційна енергія водотоку перетворюється в електричну з високим ККД на рівні 86–93%.

Робота ГЕС характеризується частими пусками та зупинками агрегатів. Гідротурбіни за своєю природою пристосовані до такого режиму. Гідрогенератори також можуть працювати в цьому режимі. Осьова довжина гідравлічної турбіни (ГТ) відносно мала і температурні деформації менші. Процес пуску ГТ і набору потужності повністю автоматизований і триває до декількох хвилин. Питома вартість ГЕС висока, але собівартість електроенергії нижча, тому що до складу експлуатаційних витрат не входить вартість палива.

Гідравлічні електричні станції характеризуються такими технічними особливостями:

- використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;
- високим ККД, який перевищує 90%;
- великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідравлічного удару по лопатках гідротурбіни;
- низькою собівартістю електроенергії.

1.2.10 Гідроакумулюючі електричні станції (ГАЕС)

Графік навантаження споживачів має провали й максимуми, як протягом доби, так і протягом місяця, кварталу або року. Це означає, що в одні години не- обхідна більша сумарна потужність генераторів, а в інші – частина генераторів або навіть електростанцій повинна бути відключена. Кількість електростанцій та їхня сумарна потужність визначається тривалим максимумом навантаження. Це приводить до неповного використання устаткування та подорожчання електроустаткування. У міру розвитку суспільства, поліпшення добробуту нерівномірність споживання електроенергії збільшується, причому змінити кардинально це положення не можна, тому що воно залежить від усталеного режиму життя людей і ряду причин, які не залежать від людей (наприклад, освітлення включається тільки ввечері). У той же час більшість електроенергії виробляється на теплових та атомних електростанціях, для яких бажаний рівномірний графік навантаження. Звичайні парові котли та турбіни на цих станціях допускають зміну навантаження лише на 10–15 %. Дефіцит маневрених потужностей («піки» навантаження) покривається ГЕС, однак вони не завжди можуть мати достатній запас води. Проблему покриття «піків» вирішують гідроакумулюючі станції, які під час спаду навантаження накопичують воду та споживають електроенергію із системи, а під час «піків» – витрачають запас води й генерують електроенергію.

Гідроакумулювальна електрична станція (ГАЕС) – гідроелектростанція, яку

використовують для вирівнювання неоднорідності графіка навантаження енергосистеми завдяки споживанню енергії у нічні години під час перекачування води із нижньої водойми у верхню і генерування енергії у пікові години.

За схемою акумулювання ГАЕС підрозділяються на наступні типи:

- ГАЕС простого акумулювання, або «чисті» ГАЕС, характерною ознакою яких є практично повна відсутність припливу води у верхню водойму.

- ГАЕС змішаного типу, або ГЕС–ГАЕС, із припливом води у верхню водойму, при спрацюванні якої у турбінному режимі забезпечується додаткове вироблення електроенергії .

- ГАЕС із неповною висотою закачування води у верхню водойму. Такі ГАЕС використовуються при перекиданні стоку з однієї ріки в іншу шляхом накачування води насосною станцією у верхову водойму на вододіл та скидання її через агрегати ГЕС у низову водойму на іншій річці (див. рис. 43, в), а також при влаштуванні на річці двох поряд розташованих водоймищ із перекачуванням води агрегатами ГАЕС із верхньої водойми на річці в найвищу водойму, розміщену на більш високих відмітках, і скиданням води через агрегати ГАЕС у нижню водойму на річці.

Істотною перевагою ГАЕС простого акумулювання є можливість їх будівництва не тільки на великих річках з використанням уже існуючих водойм як нижньої водойми, але й вдалині від великих річок на невеликих річках, де є сприятливі топографічні умови для створення напору, поблизу від великих ТЕС і АЕС, що дозволяє підвищити надійність роботи в енергосистемі, знизити витрати на спорудження ЛЕП.

За тривалістю циклу акумулювання (періоду спрацювання та наповнення водойм) ГАЕС поділяються на:

- ГАЕС добового акумулювання, які застосовуються найчастіше та характеризуються добовим циклом наповнення та спрацювання водойми. За тривалістю роботи у турбінному режимі їх поділяють на пікові з роботою у турбінному режимі до 5 годин на добу й напівпікові з роботою від 5 до 15 годин на добу. Пікові та напівпікові ГАЕС у насосному режимі працюють в основному у період нічного провалу в графіку навантажень протягом 6–7 годин на добу.

- ГАЕС тижневого акумулювання характеризуються накачуванням у вихідні дні додаткового обсягу води у верхню водойму (що дозволяє в умовах зниження споживання електроенергії в енергосистемі в ці дні зменшити розвантаження ТЕС), яка використовується в робочі дні у турбінному режимі для покриття пікової частини добових графіків навантаження. При такому режимі роботи потрібне збільшення ємності водойм для розміщення додаткового об’єму води.

- ГАЕС із сезонним циклом акумулювання характеризується тим, що у літній період, коли споживання електроенергії знижується, накачується додатковий об’єм води у верхню водойму та за рахунок цього в осінньо-зимовий період максимуму навантаження в енергосистемі збільшуються потужність і вироблення ГАЕС. Такий режим застосовується вкрай рідко, тому що вимагає великої ємності водойми.

На ГАЕС застосовуються наступні схеми основного гідросилового устаткування:

- чотирьохмашинна схема, при якій є два окремі агрегати – насосний і турбінний, тобто чотири машини (насос, двигун, турбіна та генератор). Така схема дозволяє використовувати переваги роботи насоса та турбіни в найбільш сприятливому режимі (більш високі ККД тощо), однак вимагає більших додаткових капіталовкладень і застосовується вкрай рідко навіть в умовах високих напорів.

- трьохмашинна схема складається з одного агрегату, що включає одну оборотну електромашину (двигун-генератор) і дві гідравлічні машини – насос і турбіну, з однаковим напрямком обертання в турбінному й насосному режимах. Така схема дозволяє досягти високих ККД насоса та турбіни і одержала поширення при високих

напорах (більше 300 м) із застосуванням ковшових турбін.

- двохмашинна схема складається з одного агрегату, що має дві оборотні машини: двигун-генератор і насос-турбіну. Перевагами двохмашинної схеми в порівнянні із трьохмашинною є скорочення загальної довжини агрегату більш ніж на 30%, відповідно зменшення габаритів будинку ГАЕС і загальне зниження капіталовкладень у гідросилове устаткування та будівельну частину. Недоліком об'єднання в одній оборотній гідромашині насоса та турбіни є зниження ККД у зв'язку з розбіжністю зон оптимальних ККД у турбінному та насосному режимах. Крім того, у двохмашинній схемі напрямок обертання в турбінному та насосному режимах протилежний, через що ускладнюється перевід з одного режиму в інший і трохи знижується маневреність. Двохмашинна схема одержала найширше поширення у світі.

ГАЕС має верхній басейн, у якому відбувається накопичення води та агрегати для закачування води в басейн і виробництва електроенергії.

Технологічна схема ГАЕС наведена на (рис. 1.13).

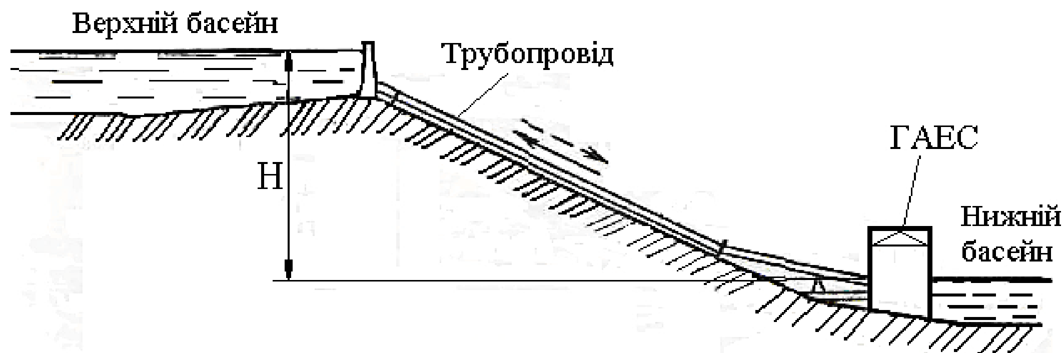


Рис. 1.13 Технологічна схема ГАЕС

ККД ГАЕС становить 70–75 %. Для ГАЕС характерна також відносно невисока вартість будівельних робіт. Для порівняння: на 1 кВт установленої потужності на великих річкових ГЕС потрібно 10$м^3$ бетону, а на великих ГАЕС декілька десятих $м^3$.

1.2.11 Альтернативна енергетика

Альтернативна енергетика - сукупність перспективних способів отримання, зберігання, передачі та використання енергії з джерел (як правило, відновлюваних), які використовуються не так широко, як традиційні, проте становлять інтерес через вигідність їх використання при, як правило, низькому ризику заподіяння шкоди навколишньому середовищу. Також у більшості випадків альтернативні джерела енергії більш локалізовані та у зв'язку з традиційними енергоресурсами забезпечують більш високий рівень енергетичної безпеки.

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, направленого за допомогою системи дзеркал на парогенератор. Далі, у паровій торбині теплова енергія перетворюється на електричну.

Сонце є головним первинним джерелом енергії. Потужність сонячної енергії, яка потрапляє на земну поверхню складає $1.7 \cdot 10^{14}$ кВт. Сонячної енергії, яка потрапляє на Землю за 1 годину, вистачить для забезпечення потреб людства протягом 1 року. Величиною, що характеризує потужність сонячної енергії, є густина потоку випромінювання, що проходить через площу 1 $м^2$, розташовану перпендикулярно потоку випромінювання над атмосферою. Середнє значення цього показника складає 1367 Вт/$м^2$. У атмосфері потужність сонячного випромінювання зменшується. На рівні Землі його потужність не перевищує 1000 Вт/$м^2$. Сонячна енергія має широкий спектр: на ультрафіолетовий діапазон спектру припадає 7 % випромінювання, видимий – 47 %,

інфрачервоний – 46 %.

Сонячна енергія може бути перетворена в електричну двома основними шляхами: термодинамічним і фотоелектричним.

При термодинамічному методі електричну енергію за рахунок використання сонячної енергії можна отримати використанням традиційних схем в теплових установках, в яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання.

Існують сонячні тепло- електростанції трьох типів:

- баштового типу з центральним приймачем- парогенератором, на поверхні якого концентрується сонячне випромінювання від плоских дзеркал-геліостатів;

- параболічного (лоткового) типу, де в фокусі параболо-циліндричних концентраторів розміщуються вакуумні приймачі-труби з теплоносієм;

- тарілкового типу.

Станції баштового типу складаються з п’яти основних елементів: оптичної системи, автоматичної системи управління дзеркалами і станцією в цілому, парогенератора, башти і системи перетворення енергії, яка включає теплообмінники, акумулятори енергії і турбогенератори.

У сонячних електростанціях параболічного типу використовуються параболічні дзеркала (лотки), що концентрують сонячну енергію на приймальних трубках, які розташовані в фокусі конструкції і вміщують в собі рідинний теплоносій. Ця рідина нагрівається приблизно до 400°C і прокачується через ряд теплообмінників, при цьому виробляється перегріта пара, яка приводить в дію звичайний турбогенератор для вироблення електричної енергії.

В установках тарілкового типу використовуються параболічні тарілкові дзеркала (схожі за формою на супутникову тарілку), які фіксують сонячну енергію на приймачі, розташованому в фокусі кожної тарілки. Рідина в приймачі нагрівається до 1000°C і її енергія використовується для вироблення електричної енергії в генераторі. Установки мають систему слідкування за Сонцем. Внаслідок ефекту аберації при відхиленні від ідеальної формита інших конструктивних факторів максимальний діаметр тарілок не перевищує 20м при потужності до 60–75 кВт.

На рис. 1.14 показана сучасна сонячна електростанція. Останнім часом широкого поширення набули сонячні електричні станції із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

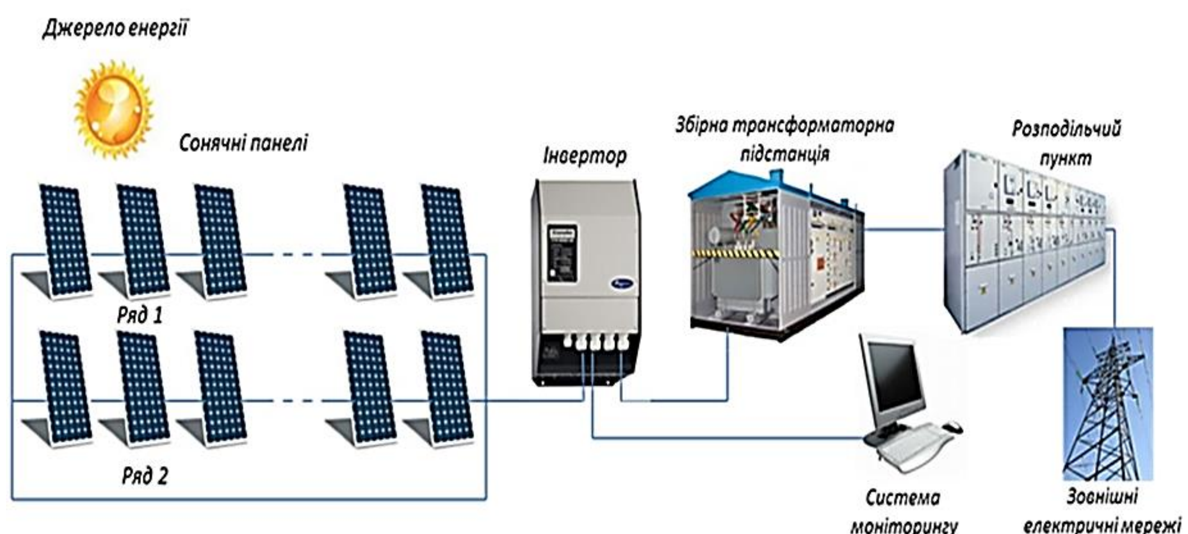


Рис. 1.14 Сонячна електрична станція

Типова мережева фотоелектрична система складається з наступних елементів:

а) сонячні батареї - служать для перетворення сонячного випромінювання, що надходить на їх поверхню, в постійний струм;

б) мережеві інвертори, їх функціональне призначення - перетворення постійного струму (DC), що надходить від сонячних батарей, в змінний струм з промислової частотою;

г) система моніторингу та управління СЕС - призначена для контролю параметрів роботи, а також справності всіх компонентів системи моніторингу генерації фотогальванічних електростанцій (ФЕС);

д) лічильники - забезпечують моніторинг продуктивності СЕС, а також обліку кількості електроенергії, яка реалізується в зовнішню загальну мережу за зеленим тарифом;

е) несучі ферми (металеві опорні конструкції) - служать для монтажу сонячних панелей (батарей) на земній поверхні, фасадах будинків, дахах і т.д. Крім статичних конструкцій, можуть використовуватися рухомі поворотні сонячні трекери для встановлення сонячних батарей;

ж) провідні лінії електропередач (ЛЕП) - забезпечує з'єднання СЕС із загальною (централізованої) мережею;

и) власні одержувачі електроенергії - використовують вироблену СЕС електроенергію прилади побутового або промислового призначення.

Мережева сонячна електростанція або мережева СЕС (рис. 1.15) являє собою підклас сонячної електростанції, який підключений до комунальної електричної мережі.

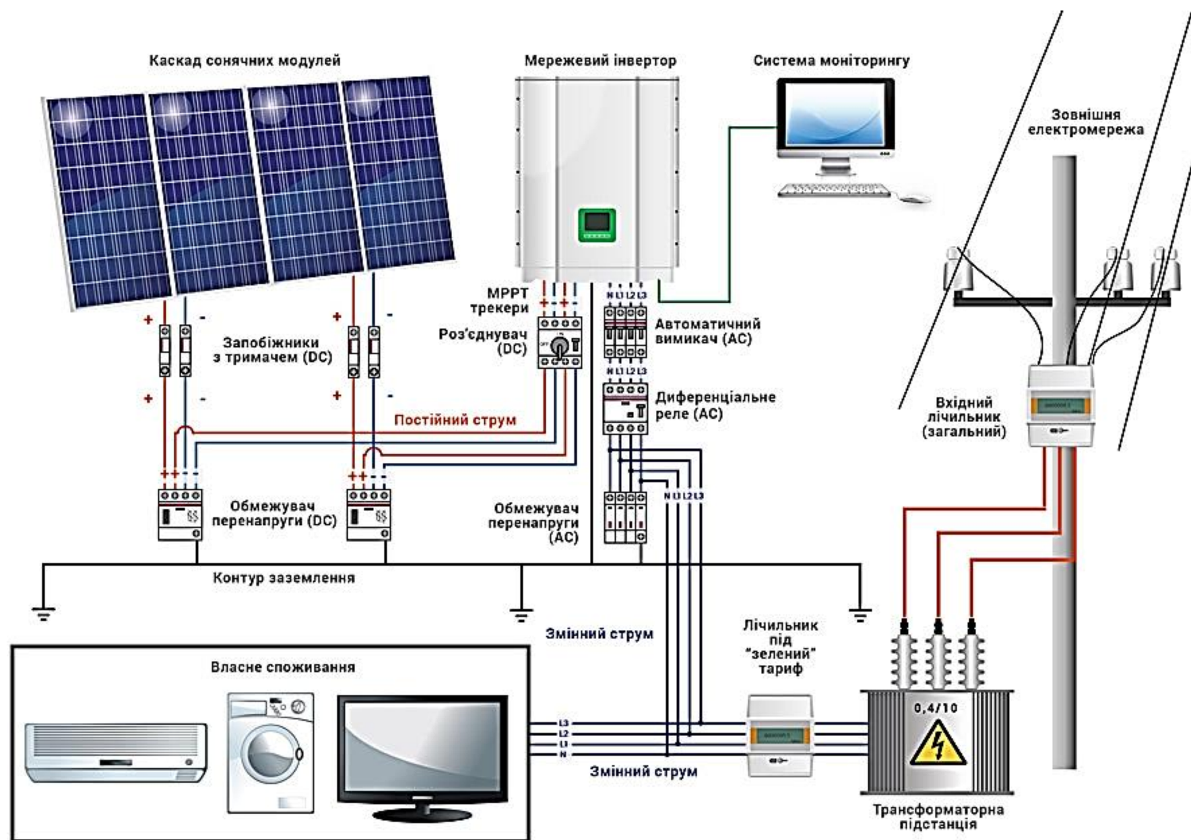


Рис. 1.15 Структурна схема типової сонячної фотоелектричної станції

Мережева сонячна електростанція складається з сонячних панелей, одного або декількох інверторів, блоку обліку енергії та обладнання для підключення до мережі. Мережеві станції варіюються від невеликих житлових та комерційних систем як на дахах так і на землі, до великих сонячних електростанцій загального користування .

На відміну від автономних електростанцій, мережева СЕС рідко включає інтегровані акумуляторні рішення, оскільки вони все ще дуже дорогі. За сприятливих умов, підключена до мережі СЕС, подає надлишкову потужність, що залишилась після власного споживання, до комунальної мережі.

У мережевих сонячних електростанціях не передбачені акумуляторні батареї, вони підключаються до загальної електромережі і призначені для заміщення електроенергії з мережі електроенергією від сонця у реальному часі, а також для скидання зайвої електроенергії від сонця в мережу з наступним продажом за «зеленим» тарифом. Всіма цими процесами керує мережевий інвертор. Мережева сонячна станція фізично пов'язана із загальною лінією електроживлення і не може функціонувати, якщо у мережі пропадає електроенергія, тобто її не можна розглядати як єдине джерело енергії.

Розглянемо тепер детальніше роботу мережевої станції. Згенерована електроенергія від сонячних панелей, розташованих на даху будинку або на наземної конструкції, по проводах надходить на мережевий інвертор, який синхронізується з мережею при першому запуску станції. Далі, інвертор перетворює струм з постійного на змінний з параметрами домашньої мережі, (тобто 220/380В і 50 Гц для регіонів України), який потім надходить у домашню енергомережу і там споживається електроприладами. І в першу чергу живлення приладів здійснюється енергією від сонця, так як за законами електротехніки, споживається енергія від найближчого джерела енергії, а найближчим джерелом у нас якраз є сонячна електростанція.

Якщо сонячної енергії недостатньо, то з мережі підмішується «міська» електроенергія. Брак енергії може бути з різних причин. Наприклад, настала ніч, і сонячна станція перестала виробляти енергію, так само через похмурі дні станція не виробляє необхідну кількість енергії. Може бути і такий випадок, коли працює велика кількість споживачів і станція не може забезпечити їх всіх електроенергією.

Якщо енергія необхідна для живлення увімкнених електроприладів дорівнює виробленої електроенергії від сонячних панелей, то енергія від мережі не підмішується і споживання з мережі дорівнює нулю. І третій випадок, коли побутовими приладами споживається не вся енергія від сонця, а тільки частина, то зайва енергія буде надходити в загальну мережу. Це відбувається тому, що інвертор цю зайву енергію подає у мережу з напругою, що перевищує напругу в мережі буквально на пару вольт, виникає різниця потенціалів і струм тече в іншу сторону, тобто перетікає в загальну мережу.

І тут важливо розуміти, що якщо будинок обладнаний звичайним лічильником і не підключений до «зеленого» тарифу, то більшість звичайних сучасних лічильників вважатимуть енергію, віддану в мережу, як спожиту. Щоб цього не відбувалося, існують способи виключення витоку зайвої електроенергії в мережу. Це може бути встановлення так званих «смарт лімітерів» які при надлишку енергії занижують продуктивність інвертора. Ще один із способів - встановлення «ватроутерів», які автоматично перекидають зайву енергію на резервні споживачі, наприклад, на ТЕН водонагрівача. Але ці схеми розглядаються, коли немає можливості підключити «зелений» тариф чи немає такої мети. У більшості випадків, мережеві електростанції будуються для продажу зайвої електроенергії по «зеленому» тарифу.

Якщо станція працює по «зеленому» тарифу, то в ній присутній ще один дуже важливий елемент - це двонаправленний лічильник, який під час підписання договору з постачальником електроенергії ставиться замість звичайного лічильника. Цей лічильник визначає спожиту і віддану в мережу електроенергію та відправляє всі дані по GSM каналу на сервер енергокомпанії, де проводиться підрахунок різниці спожитої та виробленої електроенергії. Якщо ця різниця позитивна, тобто це той випадок, коли сонячна електростанція виробляла зайву електроенергію, а з мережі споживалося мало, то ось як раз за вироблену «зелену» енергію енергокомпанія нараховує на рахунок гроші. В кінці місяця проводиться взаєморозрахунок різниці спожитої та виробленої енергії.

Як і в автономній станції для захисту від короткого замикання і перенапруги система комплектується захисною автоматикою, яка розташовується в розподільних щитках. Туди входять запобіжники і обмежувачі перенапруги, роз'єднувачі. Крім названих елементів, варто так само відзначити, що жодна станція не може обійтися без кріплень для сонячних панелей. Система кріплень забезпечує не тільки надійну фіксацію панелей і прийнятний естетичний вигляд, але і провітрювання панелей, що дуже важливо для їх ефективної роботи.

Одним із шляхів удосконалення фотоенергетики є створення концентруючих фотоелементів. Система концентрації сонячної енергії складається безпосередньо з концентраторів і системи слідкування за положенням Сонця, бо концентруючі фотоелементи сприймають тільки пряме сонячне випромінювання.

Вітроенергетика – це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас в атмосфері в електричну, механічну, теплову або іншу зручну для використання.

Енергію вітру найчастіше використовують для генерування електричної енергії із застосуванням вітроелектричної установки **(**ВЕУ). Основним конструктивним вузлом ВЕУ є вітроагрегат до складу якого входять вітроколесо, мультиплікатор і генератор. Вітроколесо під дією вітру створює обертовий момент на валу генератора. ВЕУ комплектують системою керування роботою вітроагрегату і генератором. Існує два основних типи ВЕУ – з вертикальною і горизонтальною віссю обертання.

Вітроелектрична установка (ВЕУ) – енергетичний комплекс у складі: вітроагрегат, акумулювальна система (за необхідності) і система регулювання режимів роботи і керування.

Вітроенергетичний агрегат (вітроагрегат) - вітродвигун і одна або декілька енергетичних установок для генерування електричної енергії, підйому води, стиснення повітря і т.д.

Вітродвигун – пристрій для перетворення кінетичної енергії потоку повітря у механічну роботу.

Вітроколесо – складова частина вітродвигуна, призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертання валу вітродвигуна.

Вітрогенератор – це пристрій, котрий дозволяє отримувати електричний струм від кінетичної енергії вітру.

Вітрова електростанція (ВЕС), також: вітроелектростанція — електростанція, яка за допомогою вітрової турбіни перетворює механічну енергію вітру на електричну. Вітрові електростанції — це система відновлюваної енергетики, оскільки вітер — відновлюване джерело енергії.

Вітроелектрична станція (ВЕС) об’єднує в єдиний енергетичний комплекс від декількох одиниць до декількох тисяч ВЕУ.

Рух повітряних мас у атмосфері – вітер – виникає під дією різниці тиску повітря в різних точках атмосфери. Різниця тиску зазвичай виникає через різницю температур повітряних мас. Однією з причин виникнення вітру є також обертання Землі навколо своєї осі. У зоні екватора повітря нагрівається і піднімається вгору. Верхні шари атмосфери рухаються у напрямку полюсів, де охолоджуються і опускаються до поверхні. Холодні шари повітря переміщуються над поверхнею Землі у напрямку екватора. Енергетичний потенціал вітру становить $16.8 \cdot 10^{15}$кВт·год (близько 1 % від енергії Сонця).

Проте, зважаючи на рельєфні особливості місцевості, віддаленість від морів і океанів, пори року, сила і напрям – основні характеристики вітру – змінюються за різними законами, тому енергія вітру в кожній точці поверхні змінюється в широких межах. Потужність вітрового потоку пропорційна площі, яку пересікає вітровий потік, і швидкості вітру в кубі. Вітроенергетичні ресурси класифікують в залежності від

середньорічної швидкості або середньо-річної питомої потужності вітру на висотах 10 і 50 м від поверхні землі

Споруджуються ВЕС переважно постійного струму. Вітряне колесо приводить у рух динамо-машину — генератор електричного струму, який одночасно заряджає паралельно з'єднані акумулятори. Принцип дії всіх вітроустановок один: під напором вітру обертається вітроколесо з лопастями, яке передає крутильний момент через систему передач валу генератора, що виробляє електроенергію.

Реальний ККД кращих вітрових колес досягає 45% у разі стійкої роботи при оптимальній швидкості вітру.

За призначенням вузли ВЕУ розділяють на механічні, аеромеханічні і електричні, рис. 1.16.

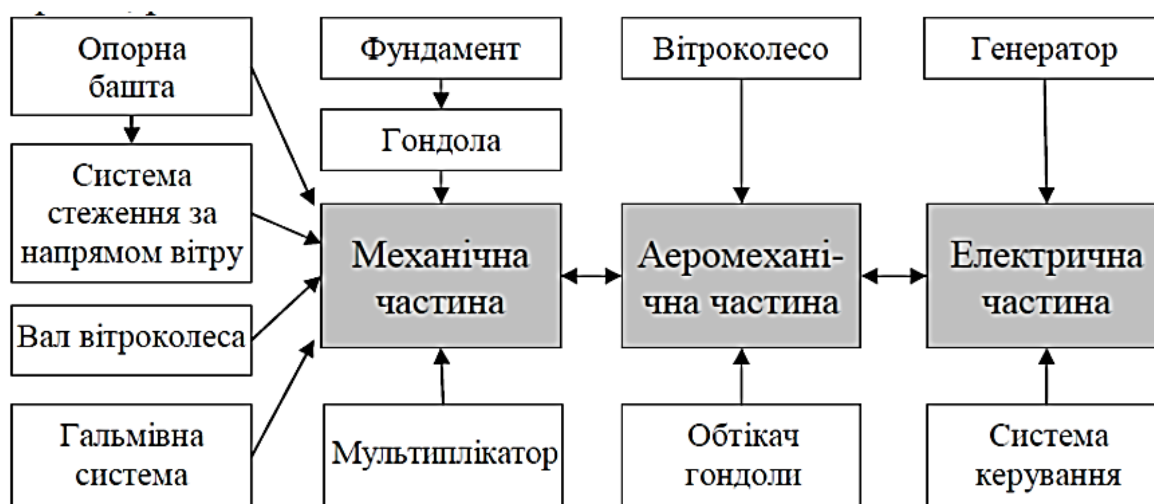


Рис. 1.16 Структурна схема ВЕУ

Всі виконавчі пристрої ВЕУ з горизонтальною віссю обертання розміщено у верхній частині опорної башти – гондолі, яку закріплюють на фундаменті, рис. 1.17. Нижче наведено конструкцію, опис і технічні особливості основних складових частин ВЕУ.

Призначення вітроколеса перетворювати кінетичну енергію потоку повітря у механічну і концентрувати її на валу. Вітроколесо складається з втулки і закріплених в ній лопатей. В потужних ВЕУ лопаті мають додатковий привод, який змінює кут профілю крила залежно від швидкості вітру.

Більшість сучасних ВЕУ оснащують трилопатевими вітроколесами, оскільки аеродинамічні втрати за умови їх використанні менші на 10 %, ніж у дволопатевих і на 4 %, ніж у однолопатевих вітроколіс. Сучасні ВЕУ потужністю декілька мегават мають лопаті розміром (40- 60) м. Розмір лопатей обмежено граничною лінійною швидкістю їх кінців, яка не повинна перевищувати швидкості звуку, і зміною швидкості вітру з висотою

Останнім часом є тенденція до збільшення діаметру вітроколіс і потужності встановлених ВЕУ, що зменшує витрати на спорудження ВЕУ і вартість отриманої електроенергії. Вітроколесо разом з валом є рухомою частиною вітродвигуна – ротором. Кутова швидкість обертання ротора зазвичай значно менша ніж стандартна частота напруги мережі. Тому між ротором вітроколеса і генератором встановлюють мультиплікатор. Передавальне число якого, як правило, має значення в межах 5-50. Використання мультиплікатора призводить до додаткових втрат, тому деякі виробники проєктують ВЕУ з безпосереднім з’єднанням роторів вітроколеса та генератора. Для

таких систем використовують швидкохідні вітроколеса та генератори з декількома парами полюсів.



Рис. 1.17 Зовнішній вид ВЕУ

Вираз «геотермальна енергетика» буквально означає, що це енергія тепла Землі («гео» – земля, «термальна» – теплова). Основним джерелом цієї енергії слугує постійний потік теплоти з розжарених надр, направлений до поверхні Землі. Земна кора отримує теплоту в результаті тертя ядра, радіоактивного розпаду елементів (подібно торію і урану), хімічних реакцій. Постійні часу цих процесів настільки великі відносно часу існування Землі, що неможливо оцінити, збільшується чи зменшується її температура.

Розрізняють п’ять основних типів геотермальної енергії:

- нормальне поверхневе тепло Землі на глибині від декількох десятків до сотень метрів;
- гідротермальні системи, тобто резервуари гарячої або теплої води, в більшості випадків самовиливної;
- парогідротермальні системи – родовища пари і самовиливної пароводяної суміші;
- петрогеотермальні зони або теплота сухих гірничих порід;
- магма (нагріті до 1300°С розплавлені гірничі породи).

Геотермальні електростанції (геоТЕС) мають мають ряд особливостей:

- постійний залишок енергоресурсів, що забезпечує використання повної встановленої потужності обладнання геоТЕС;
- достатньо простий рівень автоматизації;
- наслідки можливих аварій обмежують;
- питомі капіталовкладення і собівартість електричної енергії в основному можуть бути нижчими, ніж на електростанціях, які використовують інші відновлювальні джерела енергії.

ГеоТЕС можна розділити на три основні типи:

- станції, які працюють на родовищах сухої пари;
- станції з пароутворювачем, які працюють на родовищах гарячої води під тиском;
- станції з бінарним циклом, в яких геотермальна теплота передається вторинній рідині (наприклад фреону або ізобутану).

На рис. 1.18 наведено принципову схему станції третього типу – з бінарним циклом роботи.

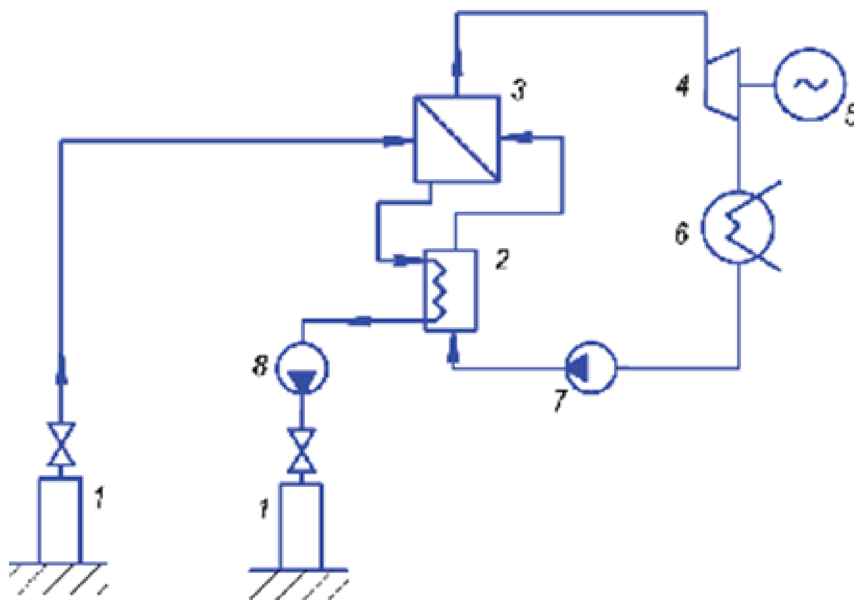


Рис. 1.18 Принципова схема двоконтурної геоТЕС:
1 – свердловина; 2 – теплообмінник; 3 – парогенератор; 4 – турбіна;
5 – електрогенератор; 6 – конденсатор з повітряним охолодженням;
7 – конденсатна живильна помпа; 8 – нагнітальна помпа .

Найбільший ефект має місце при комбінованих схемах використання геотермальних джерел як теплоносія для підігрівання води і вироблення електроенергії на теплових електростанціях, що забезпечує значну економію органічного палива і збільшує ККД перетворення низькопотенційної енергії. Такі комбіновані схеми дозволяють використовувати для вироблення електроенергії теплоносії з початковими температурами вище 70–80°C.

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід становить 150°C.

Першу геотермальну систему в Україні збудовано у 1988 р. на території с. Іллінки Сакського району Криму. В Україні введено дев’ять геотермальних установок загальною потужністю 10,6 МВт. Звичайно, в сукупному енергетичному балансі геотермальна енергія не може відігравати значної ролі. Але для районів зі сприятливими умовами геотермальні станції можуть задовольнити місцеві потреби в електроенергії. Вони

доцільні в технологічних процесах харчової та місцевої переробної промисловості, при виробництві будівельних матеріалів тощо.

1.2.12 Накопичувачі енергії

Ефективне та раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів вимагає широкого використання різноманітних типів накопичувачів енергії (НЕ) з метою компенсації нерівномірності у роботі енергетичної системи, покриття піків навантаження та регулювання провалів енергоспоживання.

Накопичувачі енергії є цінним активом для електричної мережі. Вони можуть надавати переваги та послуги, як-от керування навантаженням, забезпечення якості електроенергії та послуг джерела безперебійного живлення для підвищення ефективності та безпеки постачання.

На сьогоднішній день як НЕ найбільше широко використовуються ГАЕС, ГТУ та ПГУ, а також системи з розділеними в часі процесами виробництва та споживання енергії.

Акумуляторами енергії можуть бути маховики, гравітаційні установки, конденсатори, хімічні та теплові акумулятори, кріо- і надпровідні соленоїди, які характеризуються найбільшим запасом енергії та високою швидкодією.

Ефективно у світовій практиці використовуються накопичувачі стисненого повітря. Для цього застосовуються соляні шахти, штреки, порожнечі після від- качки нафти й газу, підземні водоносні шари. Установка працює в піковому режимі протягом 2-х годин, а в базовому – 8 годин; час пуску 6 – 11 хвилин.

Теплові НЕ відрізняються тим, що їхня акумулююча дія пов’язана з паросиловою установкою. Теплоакумулюючими речовинами є недорогі натуральні матеріали (вода, камінь). У складі перших НЕ є посудини з гарячою водою під тиском або з паром, парова турбіна й генератор. ККД таких накопичувачів близько 70 %.

У системах нагромадження енергії з електрохімічними генераторами накопичуються водень та кисень за рахунок електролізу води. ККД установки становить 59 % (нижче, ніж ГАЕС). Надпровідникові індуктивні накопичувачі мають дуже високий ККД (до 98%), відсутні обмеження по фізичних параметрах, висока швидкодія.

Розміщення надпровідникових накопичувачів енергії (ННЕ) поблизу споживачів забезпечує рівномірне завантаження ЛЕП, поліпшує експлуатаційні характеристики мережі, зменшує встановлену трансформаторну потужність. Пристрої зв’язку ННЕ з електричною системою базуються на використанні мостових схем тиристорних перетворювачів, які у своєму складі мають шунтувальні вентилі та батареї конденсаторів. Для стабілізації графіків електричних навантажень, істотного зниження втрат паливно-енергетичних ресурсів можливе використання різних комбінацій традиційних і нетрадиційних джерел енергії з найбільш ефективними типами накопичувачів енергії.

1.3. СИСТЕМИ СТРУМУ ТА НОМІНАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У більшості країн світу для виробництва та розподілу електроенергії прийнято трифазний змінний струм частотою 50 Гц (в США та ряді інших країн прийнята частота 60 Гц). Застосування трифазного струму пояснюється більшою економічністю мереж та установок трифазного струму порівняно з установками однофазного змінного струму, а також можливістю широкого використання в якості електропривода найбільш надійних, простих та дешевих асинхронних електродвигунів.

На електростанціях виробляється змінний трифазний струм частотою 50 Гц на генераторній напрузі 3,15; 6,3; 10,5; 15,75 чи 21 кВ. Частина електроенергії передається споживачам по ЛЕП на генераторній напрузі, інша частина надходить на розташовану поруч підвищувальну трансформаторну підстанцію, де напруга підвищується до десятків або сотень кіловольт.

Передача електроенергії високою напругою на великі відстані більш економічна, так як знижуються її втрати в проводах ЛЕП. Зміна напруги електромережі тягне за собою зміну рівня ізоляції ліній електропередачі, перерізу приводів, отже, витрат металу на ЛЕП та їх вартості.

Разом з трифазним струмом в деяких галузях використовують постійний струм, який одержують випрямленням змінного струму (електроліз у хімічній промисловості та металургії, електрифікований транспорт тощо). Сьогодні постійний струм також використовується для передачі електроенергії на великі відстані при напрузі до 800 кВ.

У ряді галузей народного господарства поряд із системою трифазного струму застосовують систему постійного струму. Так, напруга 600 В постійного струму використовують у тягових мережах трамвая і троллейбуса; 825 В - у мережах метрополітену; 3000 В - на електрифікованих магістральних залізницях (перспективною є також система 6 кВ); 1500 В - на промисловому транспорті. Крім того, постійний струм використовується у кольоровій металургії та хімічній промисловості.

Система однофазного змінного струму напругою 25 кВ шла широке застосування в тягових мережах електрифікованих залізниць, у тому числі сучасна система тягового електропостачання 2×25 кВ.

Тривале або короткочасне становище, що виникає в електроустановці та яке характеризується певними параметрами (напругою, струмом, потужністю, частотою тощо) називається **режимом роботи.**

Номінальним режимом роботи називається режим роботи, для якого машини чи апарати спроектовані та виготовлені. Він характеризується номінальними величинами, які позначені на заводському щиті: потужністю, напругою, струмом тощо.

Номінальним параметром називається зазначене виробником електротехнічного пристрою значення параметра, що є вихідним для відліку відхилень від цього значення при експлуатації та випробуваннях пристрою.

Номінальні параметри зазначаються у каталогах, довідниках, на щитках обладнання, їх величина задається заводами виробниками. До номінальних також можна віднести параметри, які не вказані на заводському щитку електротехнічного пристрою, але відносяться до номінального режиму роботи.

Залежно від величини відхилення параметрів від номінальних розрізняють такі основні види режимів роботи:

1. Нормальні режими роботи — режими роботи, за яких відхилення основних показників знаходиться в допустимих межах, що передбачені чинними нормами та правилами або вимогами заводу-виробника відповідного обладнання. У цьому режимі роботи всі складові частини електропостачальної сиситеми можуть працювати тривалий час і забезпечувати надійне електропостачання.

2. Короткочасно допустимі режими роботи - режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників від номінальних значень, але ці відхилення або передбачені в проєктних розрахунках (наприклад, перевантаження по струму протягом добового максимуму), або допускаються на певний обмежений час і не завдають значного збитку для джерел, мережі та електроприймачів (наприклад, спад напруги на час запуску потужних електроприймачів, пускові струми, які значно більші від номінальних струмів). Частота повторення та тривалість таких режимів обмежені.

3. Аварійні режими роботи - режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників і можуть зумовити вихід із ладу як окремих складових частин,

так і всієї електропостачальної системи. Факторами, що можуть спричинити появу аварійних режимів роботи, є міжфазні короткі замикання (КЗ), обрив провідників і замикання їх на землю, погіршення ізоляційних властивостей тощо. Як правило, аварійні режими роботи супроводжуються значним зростанням навантаження по струму, що призводить, навіть при короткочасному протіканні таких струмів, до значного нагрівання провідників, яке може викликати їх перегорання; появою значних механічних навантажень на струмопровідні частини, що зумовлені збільшенням електродинамічних сил; стрибками напруги, порушенням її синусоїдності, симетричності тощо. Такі режими роботи є небажаними, а тому в електропостачальній системі мають бути передбачені засоби та заходи, спрямовані на унеможливлення виникнення таких режимів, а в разі виникнення - вжиття заходів зі скорочення тривалості таких режимів роботи.

Виробництво, передавання, розподіл та споживання електричної енергії відбувається при певних значеннях величин напруг, які **називаються номінальними.**

Номінальною напругою ($U_{ном}$, $U_н$) називають лінійну (міжфазну) напругу споживача, при якій він призначений для нормальної роботи.

Електричний апарат повинен необмежено довго працювати при напрузі, яка перевищує номінальну на 5 – 20 %. Ця напруга називається найбільшою робочою напругою ($U_{н.р.}$).

За номінальною напругою електроустановки поділяються на:

1. Низьковольтні (до 1кВ);
2. Високовольтні (більше 1 кВ):

- середньої напруги (6 - 35 кВ);
- високої напруги (110 - 220 кВ);
- надвисокої напруги (330 кВ - 1000 кВ);
- ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

Правилами [17] встановлені нормативи напруги для тягової частини системи електропостачання наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Встановлені нормативи напруги для тягової частини системи електропостачання, В

Напруга, В	Система електропостачання	
	Постійногоструму	Змінного струму
1. Номінальна:		
а) на шинах тягових підстанцій	3300 В	27500 В
б) у контактній мережі	3000 В	25000 В
2. Максимальна на струмоприймачі:		
а) за наявності рекуперації	4000 В	29000 В
б) за відсутності рекуперації	3850 В	
3. Мінімально допустима напруга в контактній мережі	2700 В	21000 В

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії із урахуванням падіння напруги в електричних мережах номінальна напруга генераторів нормується на 5% більше за номінальну напругу під’єднаної електричної мережі. Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів. Тому номінальні напруги вторинних

обмоток трансформаторів нормуються на 10% більші за номінальні напруги відповідних електричних мереж.

Стандартні напруги трифазного змінного струму (міжфазні, лінійні напруги) наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Номінальні стандартні напруги трифазного змінного струму (міжфазні, лінійні напруги) електричного устаткування.

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори		Найбільша робоча напруга
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки	
Низьковольтні системи (напруга у вольтах)				
220	230	220	230	-
380	400	380	400	-
660	690	660	690	-
Високовольтні системи (напруга у кіловольтах)				
3	3,15	3 (3,15)	3,15 (3,3)	4
6	6,3	6 (6,3)	6,3 (6,6)	7,2
10	10,5	10 (10,5)	10,5 (11)	12
20	21	20 (21)	21 (22)	24
35	36,75	5 (36,75)	38,5	40,5
110	–	110	121	126
220	–	220	242	252
330	–	330	347	363
500	–	500	525	525
750	–	750	787	787
1150	-	1150	-	1200

Збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Дійсно, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це, відповідно до закону Джоуля Ленца, призводить до зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електричних мереж. Разом з тим збільшення номінальної напруги пов'язано з суттєвим ускладненням, а, отже, і здороженням устаткування електричних мереж.

Згідно термінології Міжнародної Енергетичної Комісії (МЕК) номінальна напруга відповідає діючому значенню найбільшої робочої напруги системи, для якої призначений апарат. Номінальній напрузі згідно МЕК в Україні відповідає найбільша робоча напруга або напруга, яка відрізняється від неї на незначну величину.

Наведемо ланцюжок номінальних напруг згідно МЕК (кВ) – 3,6; 7,2; 12; 17,5; 24; 36; 40,5; 52; 72,5; 100; 123; 145; 170; 245; 300; 362; 420; 525; 765; 1200.

Номінальним струмом ($I_{ном}$, $I_н$) називається такий найбільший струм, який при безперервному протіканні струмовідними частинами не викликає їх перегріву вище встановленої норми при розрахунковій температурі оточуючого середовища.

Величина нагріву струмовідних частин обумовлена класом ізоляції та станом контактних з'єднань.

Величини найкращих номінальних струмів повинні бути кратними та подільними з наступними значеннями – 1,0; 1,6; 2,5; 4,0 та 6,3 А.

Наприклад: 0,1 А; 1,0 А; 10 А; 100 А; 1000 А.

Номінальна потужність визначається номінальною напругою і струмом, а також кількістю фаз електрообладнання.

Номінальна потужність електричних машин та пристроїв:

– постійного струму $P_{ном} = I_{ном}\ U_{ном}$, кВт;

– однофазного змінного струму $S_{ном} = I_{ном}\ U_{ном}$, кВ·А;

– трифазного змінного струму $S_{ном} = \sqrt{3}\ I_{ном}\ U_{ном}$, кВ·А.

Номінальні потужністі визначаються при тих же умовах, що й номінальні струми, тобто. при розрахунковій температурі навколишнього середовища та тривало допустимій температурі нагрівання струмопровідних частин та ізоляції.

1.4 ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ

Енергетична система об'єднує кілька електростанцій, електричних та теплових мереж з метою безперервного вироблення, перетворювання та розподілу електричної та теплової енергії при спільному керівництві цим режимом.

Електрична частина енергосистеми та приймачі електричної енергії, які живляться від неї та об'єднані спільністю процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії називається електроенергетичної системою. Електрична частина енергосистеми, що входить до неї, є сукупністю електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми.

Виробництво електричної енергії здійснюється на електричних станціях, які можна поділити на дві групи – системного і місцевого значення. Електростанції системного значення забезпечують в межах країни централізоване виробництво електричної енергії та підтримання режиму роботи об’єднаної енергосистеми (ОЕС). Це електростанції великої потужності – атомні, теплові, гідроелектростанції. Електростанції місцевого значення (теплові, відновлювальної електроенергетики: вітрові, сонячні, малі гідроелектростанції тощо) істотно не впливають на режим ОЕС. У деяких випадках вони працюють відокремлено від ОЕС і забезпечують електричною енергією окремих споживачів (підприємства, населені пункти).

Для підвищення надійності електро- та теплопостачання споживачів електростанції об'єднуються на паралельну роботу в енергосистеми.

Створення енергосистеми має велике значення та дає низку технічних і економічних переваг:

- дозволяє збільшити темпи розвитку енергетики та виконувати цей розвиток найбільш економічно для сучасних умов;
- підвищує надійність електропостачання споживачів;
- забезпечує підвищення економічності виробництва та розподілу електроенергії в цілому в енергосистемі за рахунок найбільш раціонального розподілу навантаження між електростанціями при найкращому використанні енергоресурсів;
- збільшує якість електроенергії;
- дозволяє знизити сумарний резерв потужності в енергосистемі.

При спільній роботі електростанцій на загальну електромережу необхідно централізоване керівництво їхньою роботою. Таке керівництво здійснюється центральною диспетчерською службою енергосистеми, у функції якої входить виконання плану виробництва електроенергії, підтримка безаварійної й економічної роботи енергосистеми, забезпечення якості енергії. Для досягнення цього центральна диспетчерська служба здійснює оперативне керівництво й поточне планування, установлює найвигідніші й найбільш надійні режими роботи окремих електростанцій й енергосистеми в цілому. Електростанції та енергосистеми об’єднують за допомогою передавальних високовольтних електричних мереж, а також підвищуючих та знижуючих підстанцій. Принцип об’єднання електростанцій в енергосистему ілюструється за

допомогою спрощеної схеми рис 1.19. З наведеної схеми видно, що електростанції А, Б, В, Г та Д об'єднані лініями електропередавання (ЛЕП) напругою 220 кВ. Передавання та розподіл електричної енергії здійснюється на високих напругах (220, 110, 35 та 10 кВ), а споживання – переважно на напругах 0,4 та 0,23 кВ. Схемою електропостачання передбачено взаємне резервування підстанцій на усіх рівнях напруг, що робить її більш гнучкою та дозволяє запобігти перервам в електропостачанні споживачів у випадках виникнення ушкоджень у мережах або підстанціях, а також при необхідності вимкнення окремих підстанцій або ділянок мереж для виконання планових ремонтів. Електроенергія, яка виробляється генераторами (за звичай 10,5 кВ), надходить на головні шини розподільчого пристрою електростанції, а потім до розподільчого пристрою підвищуючої підстанції. На підвищуючій підстанції встановлені двох – та трьохобмоткові трансформатори, за допомогою яких напруга електроенергії підвищується до 35, 110, 220 кВ та вище для передавання електроенергії на певній напрузі на знижуючі підстанції. З шин підстанції йдуть також лінії електропередавання (ЛЕП) до суміжних станцій енергосистеми (лінії зв'язку).

На знижуючій підстанції напруга електроенергії знижується за допомогою трансформаторів до 10 або 6 кВ та подається до розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій споживачів. З шин трансформаторних підстанцій споживачі отримують електроенергію напругою 0,4/0,23 кВ.

Передавання електроенергії високих напруг викликана прагненням максимально знизити втрати в передавальних мережах та переріз дротів ЛЕП. Для зменшення втрат у лінії при зберіганні величини потужності, яка передається, необхідно знизити силу струму, тому що втрати в лінії прямопропорційні квадрату сили струму. Зменшення сили струму, наприклад, у 10 разів зменшує втрати практично у 100 разів. Знизити силу струму у лінії можливо шляхом відповідного підвищення напруги, тому що при заданій потужності сила струму обернено пропорційна напрузі. Інакше кажучи, при незмінній потужності, що передається, з підвищенням напруги сила струму в лінії буде зменшуватися. Чим більша відстань від місця виробництва електроенергії до місця її споживання та потужність, що передається, тим більша повинна бути напруга мережі, що передає.

Виробництво, передавання, розподіл та споживання електричної енергії відбувається при певних значеннях величин напруг, які називаються номінальними.

Підстанції є одним з важливіших елементів енергосистеми. **Підвищуючі** підстанції споруджуються поруч з електростанціями та слугують для зв'язку електростанцій з електроенергетичною системою та передавання електроенергії споживачам високою напругою. **Знижуючі** підстанції споруджуються у районах споживання електроенергії (районні) або безпосередньо у споживачів (місцеві). Вони призначені для зниження високої первинної напруги в мережі, що живить, у більш низьку вторинну напругу, яка слугує для живлення споживачів та електроприймачів. Знижуючі підстанції бувають з однією вторинною напругою та двома вторинними напругами. На перших встановлені двохобмоткові трансформатори, на других – три обмоткові трансформатори.

Основна обмотка трансформатора, що має найбільшу номінальну напругу, називається обмоткою вищої напруги (ВН), найменше - обмоткою нижчої напруги (НН), а проміжне між ними - обмоткою середньої напруги (СН).

Трансформатор з двома гальванічно не пов'язаними обмотками (ВН і НН) називається двообмотковим, з трьома (ВН, СН та НН) - трьохобмотковим. Одна з цих обмоток є первинною, дві інші - вторинними. Якщо у трансформатора первинної є обмотка НН, його називають підвищувальним, якщо ВН - знижувальним.

В залежності від місця і способу приєднання трансформаторні підстанції до електричної мережі нормативні документи не встановлюють класифікації підстанцій.

Однак ряд джерел дає класифікацію виходячи із застосування типів конфігурацій мережі та можливих схем приєднання:

1) Тупикові — живлення по одній або двом радіальним лініям.

2) Відгалужувальні — приєднуються до однієї або двох ліній на відгалуженнях.

3) Прохідні — підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двухстороннім живленням.

4) Вузлові — підключаються до мережі не менше ніж трьома лініями живлення.

Відгалужувальні та прохідні трансформаторні підстанції об'єднують поняттям проміжні, яке визначає розміщення підстанції між двома центрами електроживлення або вузловими підстанціями. Прохідні та вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетоки потужності між вузлами мережі, називають транзитними.

Також використовується термін опорна підстанція, який як правило позначає підстанцію високого класу напруги. Також трансформаторні підстанції розділяють на підстанції відкритого типу і на закритого типу.

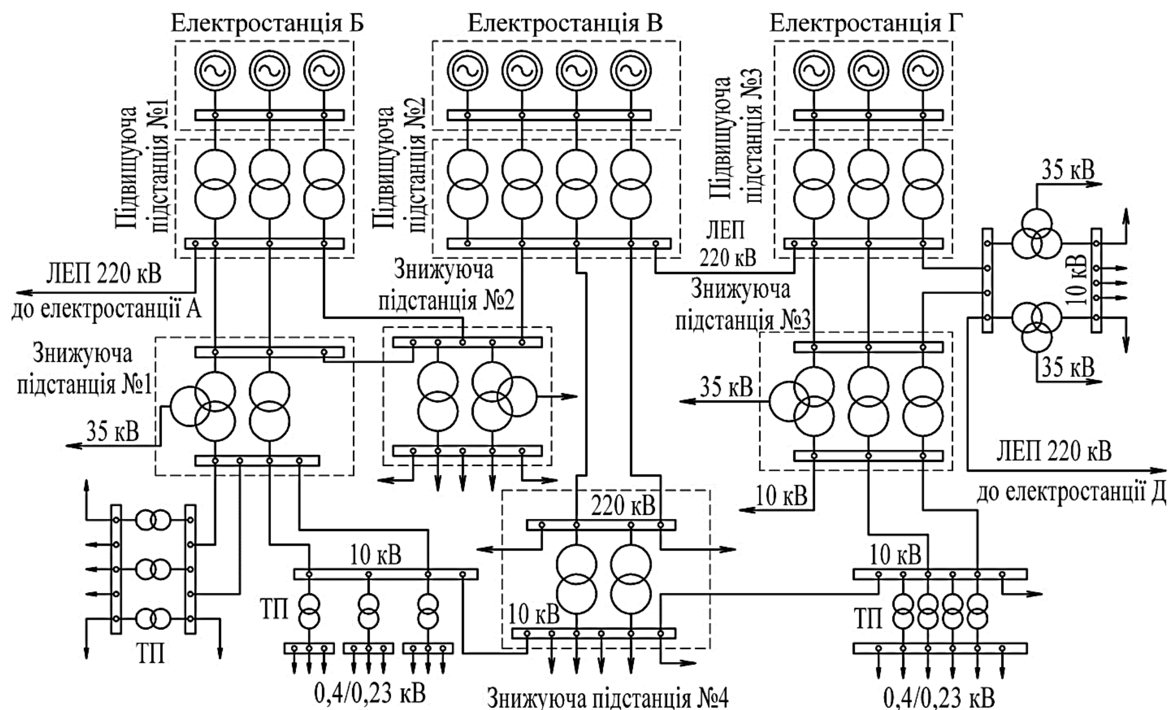


Рис. 1.19 Принципова схема енергосистеми

1.5 РЕЖИМИ РОБОТИ НЕЙТРАЛЕЙ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

1.5.1 Загальні положення

Нейтрями електроустановок називають загальні точки трифазних обмоток генераторів або трансформаторів, з'єднаних у зірку.

За режимом роботи нейтралі мережі поділяють на мережі з:

- ізольованою нейтраллю;
- компенсованою нейтраллю;
- ефективно-заземленою нейтраллю;
- глухозаземленою нейтраллю.

Режим роботи нейтралі визначається способом з’єднання нейтралі з землею.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасну котушку. У мережах із глухо заземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею. У мережах з

ефективнозаземленою нейтраллю – частина нейтралі трансформаторів заземлена, частина – незаземлена (у нейтраль включені роз'єднувач і розрядник).

Вибір режиму роботи нейтралі в мережі до 1000 В визначається безпекою робіт. У мережі вище 1000 В – двома причинами:

- вартістю ізоляції обладнання;
- величиною струмів однофазного короткого замикання на землю.

Правилами [16] встановлено:

1. Мережі з номінальною напругою до 1 кВ, що живляться від понижуючих трансформаторів, приєднаних до мереж з $I_{ном}$> 1 кВ, виконуються з глухим заземленням нейтралі.

2. Мережі з $I_{ном}$ до 1 кВ, що живляться від автономного джерела або роздільного трансформатора (за умови забезпечення максимальної електробезпеки під час замикання на землю), виконуються із незаземленою нейтраллю.

Таким чином електроустановки до 1000 В працюють або з глухозаземленою або з ізольованою нейтраллю.

У першому випадку маємо чотирипровідну мережу. Замикання будь-якої фази на землю призводить до короткого замикання в мережі (струм ушкодження великий). Запобіжник пошкодженої фази перегорає, а дві здорові фази залишаються в роботі при фазовій напрузі.

У другому випадку маємо трипровідну мережу. У такіймережі замикання фази на землю не призводить до значного зростання струму у місці пошкодження, фаза не відключається. Фазові напруги непошкоджених фаз зростають до лінійних значень, тобто зростають у $\sqrt{3}$ раз. В обох випадках ізоляція розраховується на лінійну напругу.

Згідно з Правилами [16] робота електричних мереж напругою від 3 кВ до 35 кВ може бути передбачена як з ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор або резистор, а також заземленою одночасно через дугогасний реактор і резистор.

Захист від замикань на землю повинен надійно спрацьовувати за обраного способу заземлення нейтралі.

Компенсацію ємнісного струму замикання на землю через дугогасні реактори треба застосовувати за таких значень цього струму в нормальних режимах:

– у мережах напругою від 6 кВ до 10 кВ, які мають залізобетонні та металеві опори на повітряних лініях електропередавання (ПЛ), – понад 10 А;

– у мережах напругою 20 кВ , які мають залізобетонні та металеві опори на ПЛ,– понад 5 А;

– у всіх мережах 35 кВ – понад 10 А;

– у мережах, які не мають залізобетонних і металевих опор на ПЛ: напругою 6 кВ –понад 30 А; напругою 10 кВ – понад 20 А; напругою від 15 кВ до 20 кВ – понад 15 А.

За наявності обгрунтування дозволено застосовувати компенсацію в мережах 6–35 кВ також із значеннями ємнісного струму, меншеи від вищенаведених.

У разі обладнання електричних мереж напругою від 6 кВ до 35 кВ пристроями селективного захисту від однофазного замикання на землю, що діють на вимикання пошкодженого приєднання, компенсація ємнісного струму не вимагається.

З метою забезпечення селективного вимикання пошкодженого кабелю у разі однофазного замикання на землю в електричних кабельних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ дозволено заземлення нейтралі через резистор або обладнання дугогасного реактора додатковою обмоткою для короткочасного підключення резистора.

Робота електричних мереж напругою від 110 кВ до 150 кВ може передбачатися як з ефективно заземленою нейтраллю, так і з глухозаземленою нейтраллю.

Електричні мережі напругою 220 кВ і вище повинні працювати тільки з глухозаземленою нейтраллю.

Мережі напругою 6–35 кВ вважаються мережами з малими струмами замикання на землю (до 500 А). Працюють такі мережі або з ізольованою або з компенсованою нейтраллю. Режим однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення в повнофазному режимі. Це свідчить про забезпечення безперебійності електропостачання споживачів.

Мережі напругою 110 кВ і вище вважаються мережами з великими струмами замикання на землю (понад 500 А). Вони не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, оскільки ізоляція у цьому разі повинна розраховуватися на лінійну напругу. А це дорого. Мережі працюють з заземленою нейтраллю. Режим однофазного замикання для таких мереж є аварійним режимом короткого замкнення. При цьому струм однофазного короткого замикання (КЗ) може перевищувати струм трифазного КЗ. У цьому разі комутаційну апаратуру потрібно вибирати за більшим струмом, тобто однофазним.

1.5.2 Мережі напругою 6; 10 та 35 кВ

Розглянемо елементарну мережу (рис. 1.20, а), яка містить всі основні елементи: генератор або підвищувальний трансформатор (на рис. 1.20 показана його вторинна обмотка), лінію електропередачі напругою 6 ; 10 або 35 кВ та первинну обмотку знижувального трансформатора.

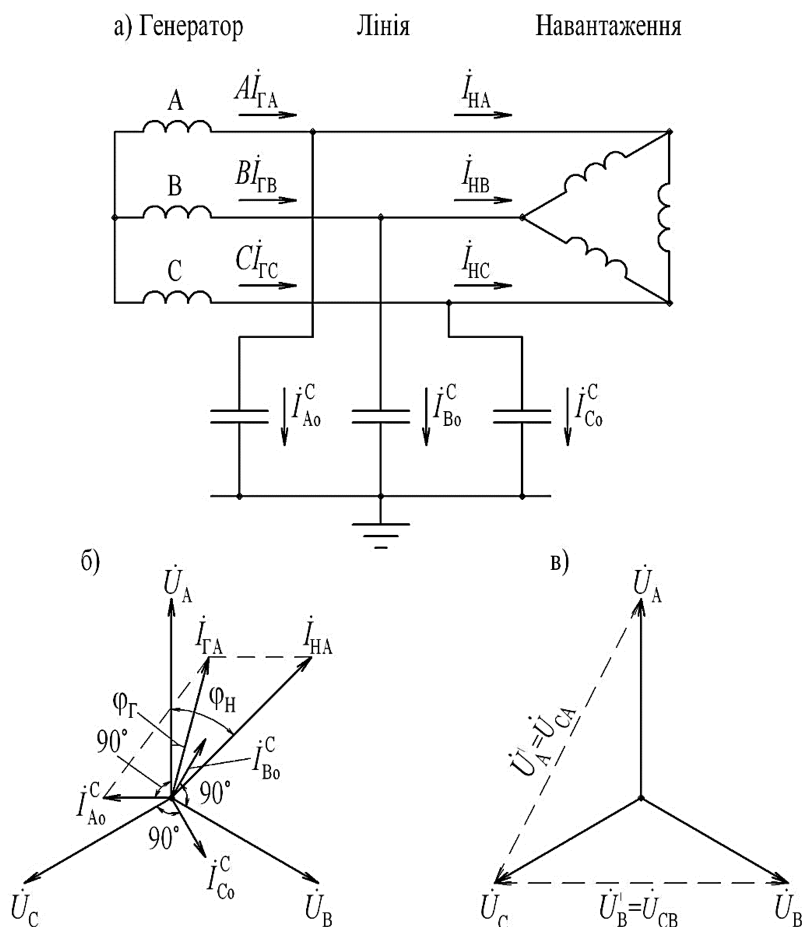


Рис 1.20 Схема елементарної мережі та струморозподілу у ній в нормальному режимі (а), а також деякі діаграми напруг та струмів у нормальному режимі (б) та при замиканні фази С на землю (в)

Генератор має ізольовану нейтраль. Пояснимо, як працює система у нормальному режимі та при однофазному замиканні.

Лінія, особливо якщо вона кабельна, має помітну ємнісну провідність відносно землі. Для зручності аналізу припустимо, що загальна ємність лінії прикладена у її середині (Т – подібна схема заміни). Ємнісні (зарядні) струми кожної фази при нормальному режимі роботи позначимо через I_0^c, додаючи у конкретних випадках індекс відповідної фази. Струми навантаження $\dot{I}_{\text{НА}}$, $\dot{I}_{\text{НВ}}$ та $\dot{I}_{\text{НС}}$ та ємнісні струми наведені на рис. 1.20, б.

У відповідності до першого закону Кірхгофа підсумкові струми на початку лінії дорівнюють:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{\text{ГА}} &= \dot{I}_{\text{НА}} + \dot{I}^c_{A_o} \\ \dot{I}_{\text{ГВ}} &= \dot{I}_{\text{НВ}} + \dot{I}^c_{B_o} \\ \dot{I}_{\text{ГС}} &= \dot{I}_{\text{НС}} + \dot{I}^c_{C_o} \end{aligned}\right\} \tag{1.1}$$

У нормальному режимі струму в землі немає, тому що:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{\text{НА}} + \dot{I}_{\text{НВ}} + \dot{I}_{\text{НС}} = 0 \\ \dot{I}^c_{A_o} + \dot{I}^c_{B_o} + \dot{I}^c_{C_o} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{1.2}$$

Вплив ємності полягає в тому, що кут зсуву між струмом та напругою генератора менше, ніж у навантаження. Таким чином наявність ємності мереж сприяє поліпшенню (зниженню) коефіцієнту реактивної потужності $\text{tg}\phi$.

Якщо у одній з фаз, наприклад у фазі С виникло замикання на землю, то її напруга відносно землі буде дорівнювати нулю, а аналогічно напруги фаз А та В збільшаться у $\sqrt{3}$ разів та будуть дорівнювати лінійній напрузі (рис. 1.20, в). Струм замикання незначний, тому що внаслідок ізоляції нейтралі струм через ізоляцію буде невеликим та не викликає аварійного вимкнення лінії. Крім того, лінійні напруги у мережі не змінюються і споживачі будуть працювати у нормальному режимі. Таким чином, ізоляція нейтралі джерела живлення забезпечує певну надійність електропостачання без раптового вимкнення мережі.

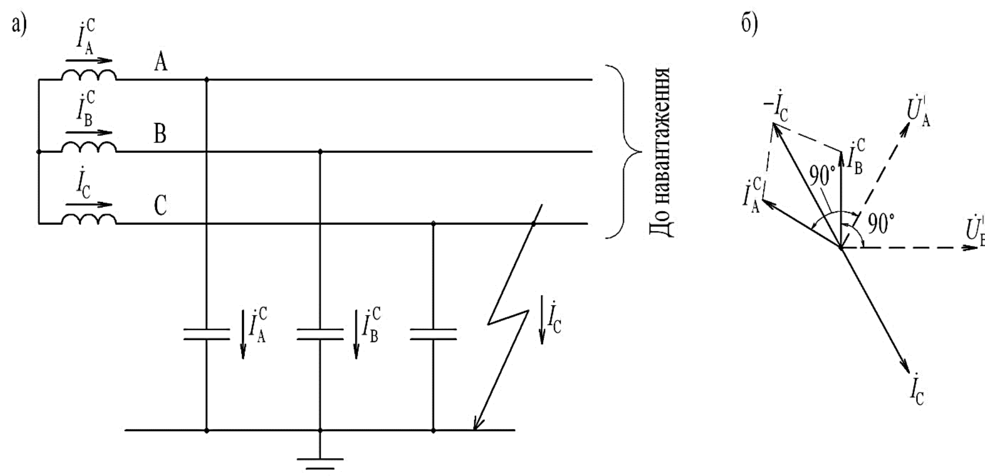


Рис 1.21 Розподіл ємнісних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю при замиканні фази С на землю (а) та векторна діаграма струмів та напруг (б)

Такі мережі можуть працювати при однофазному замиканні протягом двох годин. За цей час необхідно знайти місце ушкодження та усунути несправність.

При замиканні фази С на землю ємність її дорівнює нулю. Внаслідок підвищення потенціалу на ізоляції фаз А та В у $\sqrt{3}$ разів ємнісні струми у них також збільшуються у $\sqrt{3}$ разів та змінюють попередній напрямок (рис. 1.21, а).

Позначимо їх $\dot{I}_A^c$та $\dot{I}_B^c$. Оскільки ємність фази С дорівнює нулю, струм $\dot{I}_C^c = 0$. Тепер в землі з'являється струм. З векторної діаграми напруг та струмів (рис. 1.3, б) видно, що струм який проходить в землі через точку замикання дорівнює:

$$\dot{I}_C = -\left(\dot{I}_A^c + \dot{I}_B^c\right)$$

Діюче значення цього струму в три рази перевищує початкове його значення у нормальному режимі. На практиці воно визначається за емпіричними формулами:

Для повітряних ліній

$$I_C = \frac{U_H \cdot L}{350}; \tag{1.3}$$

Для кабельних ліній

$$I_C = \frac{U_H \cdot L}{10}; \tag{1.4}$$

де L – загальна довжина мережі, яка живиться від одного генератора або трансформатора, км;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ.

У мережі напругою 35 кВ загальною довжиною 150 км струм однофазного замикання на землю складає приблизно 15 А, а в кабельній мережі напругою 10 кВ при довжині 5 км – дорівнює 5 А.

Зарядний струм кабельної лінії, А/км, визначається за виразом:

$$I_{\text{зар.}} = U_{\Phi} \omega C_{\text{роб}} \cdot 10^{-6}, \tag{1.5}$$

де U_{Φ}– фазна напруга, кВ;

$\omega C_{\text{роб}}$– ємнісна провідність, яка може бути знайдена за довідниками в залежності від перерізу жил кабелю, Ом·км.

Розглянемо наслідки струму однофазного замикання. При струмах, які перевищують 30 А в мережах 6 кВ, 20 А в мережах 10 кВ та 10 А в мережах 35 кВ. У місці замикання виникає переміжувальна дуга, яка періодично гасне та знову виникає. Ця дуга наводить у контурі з активними, індуктивними та ємносними елементами значні ЕРС, які перевищують номінальну напругу у 2,5 – 3 рази. Такі ЕРС у системі при однофазному замиканні на землю неприпустимі.

Таким чином, в системах з ізольованою нейтраллю однофазні замикання на землю не відбиваються на роботі споживачів. Установки з ізольованою нейтраллю характеризуються ще й малими струмами замикання на землю, тому що ємнісні струми, що проходять через місце замикання значно менше робочих струмів ліній. Захисні заземлення в системах з малими струмами замикання на землю допускають опір заземлюючого контуру розтіканню струмів – 10 Ом. [16] Для забезпечення такого опору в заземлювальних пристроях необхідно використовувати невелику кількість електродів для заземлення, тобто такі пристрої є найбільш дешевшими.

Однак збільшення напруги відносно землі у неушкоджених фазах при наявності слабких місць в ізоляції цих фаз може викликати повторний пробій її на землю, що призводить до короткого замикання двох фаз на землю та вимкненню однієї або двох

ліній. Тому, хоча і дозволяється робота мережі при однофазному замиканні на землю, його необхідно як найшвидше усунути.

Внаслідок збільшення напруги у неушкоджених фазах у $\sqrt{3}$ разів необхідно виконати ізоляцію всіх фаз відносно землі на лінійну напругу, що тягне за собою зростання вартості машин та апаратів.

Виникнення однофазного замикання повинно бути швидко знайдено, тобто необхідно передбачити спеціальні пристрої для контролю стану ізоляції.

Як вже говорилося, при режимі роботи нейтралі можливе виникнення переміжувальних дуг. Для запобігання їх виникнення необхідно зменшити ємнісні струми однофазних замикань на землю шляхом їх компенсації штучно створивши індуктивний струм.

Для цього між нейтраллю та землею вмикають індуктивну котушку з опором, що регулюється (рис. 1.22, а) – мережі з резонансно – заземленою нейтраллю. При замиканні однієї фази на землю потенціал нейтралі дорівнює фазній напрузі. Створюється індуктивний контур (рис. 1.22, а), в якому виникає різниця потенціалів. Ця різниця дорівнює U_{Φ}. Цей контур накладається на контур ємнісного струму. В результаті у місці замикання ємнісний та індуктивний струми накладаються один на одного. Тому що вони мають напрямок у різні боки, ємнісний струм зменшується (рис. 1.22, б). При $I_C = I_L$ здійснюється повна компенсація і струм у місці замикання теоретично буде дорівнювати нулю. Однак повна компенсація не допускається через умови роботи релейного захисту ліній.

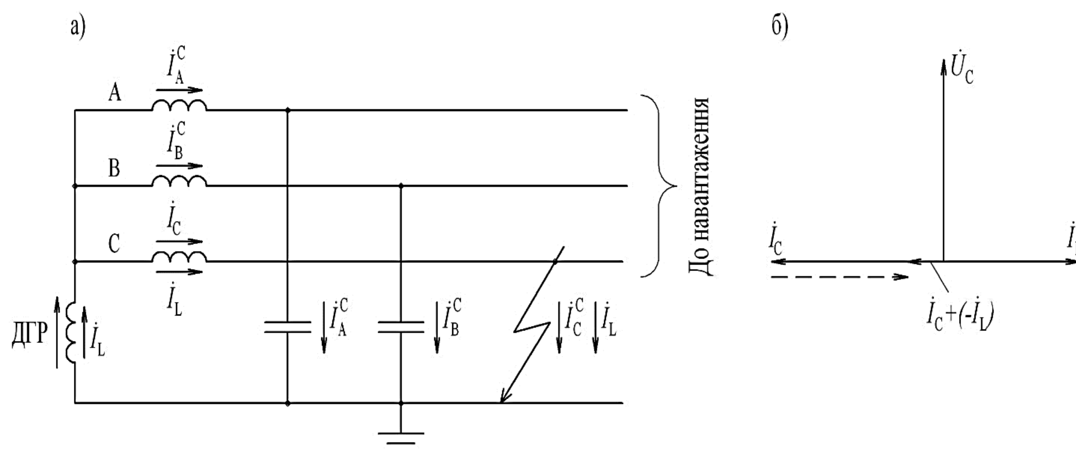


Рис 1.22 Принципова схема мережі з нейтраллю яка заземлюється через дугогасильний реактор (а), та векторна діаграма струмів при замиканні фази С на землю(б)

Для цього режиму роботи нейтралі характерні також малі струми замикання на землю. Переваги та недоліки ізольованої нейтралі відносяться й до випадку застосування дугогасильних реакторів (ДГР), але у цьому випадку виключається можливість появи переміжувальних дуг. Конструктивно ДГР нагадує трансформатор: у баку, який заповнений маслом, застосовується магнітна система з обмоткою. Регулювання індуктивного опору виконується:

- зміною числа витків обмотки, тип РЗДСОМ – реактор, заземлювальний, дугогасильний з ступеневим регулюванням, однофазний масляний. Регулювання числа витків виконується у таких реакторах після вимкнення від мережі;
- зміною магнітного опору шляхом зміни величини повітряних зазорів у магнітопроводів (реактор плунжерного типу);

- застосування підмагнічування магнітопровода постійним струмом, тип РЗДПОМ – реактор, заземлювальний дугогасильний з плавним регулюванням, однофазний, масляний.

Досвід показав, що при застосуванні реактора РЗДПОМ в мережі під час замикань на землю виникають резонансні явища. Вони створюють стрибки напруги небезпечні для ізоляції. Тому була розроблена більш досконала конструкція та схема регулювання. Це втілилося у реакторі РУОМ. Управління реактором виконується системою автоматичного налаштування, яка визначає величину очікуємого ємнісного струму при замиканні на землю та виробляє командний сигнал. Цей сигнал подається у напівпровідниковий перетворювач РУОМ. Процес налаштування повністю автоматизований і при виникненні замикання на землю реактор перемикається у режим компенсації без участі експлуатаційного персоналу [10]. У нормальному режимі реактор РУОМ ненасичений, що виключає можливість резонансних перенапруг у нейтралі. Реактор приєднується до мережі через фільтр приєднання ФМЗО, до нейтралі якого приєднується обмежувач перенапруг ОПН.

Реактори РУОМ випускаються потужністю 190, 300, 480 та 840 кВА на номінальну напругу $11/\sqrt{3}$; $6{,}6/\sqrt{3}$, струм у режимі двогодинної компенсації знаходиться у межах 30 ÷ 220А.

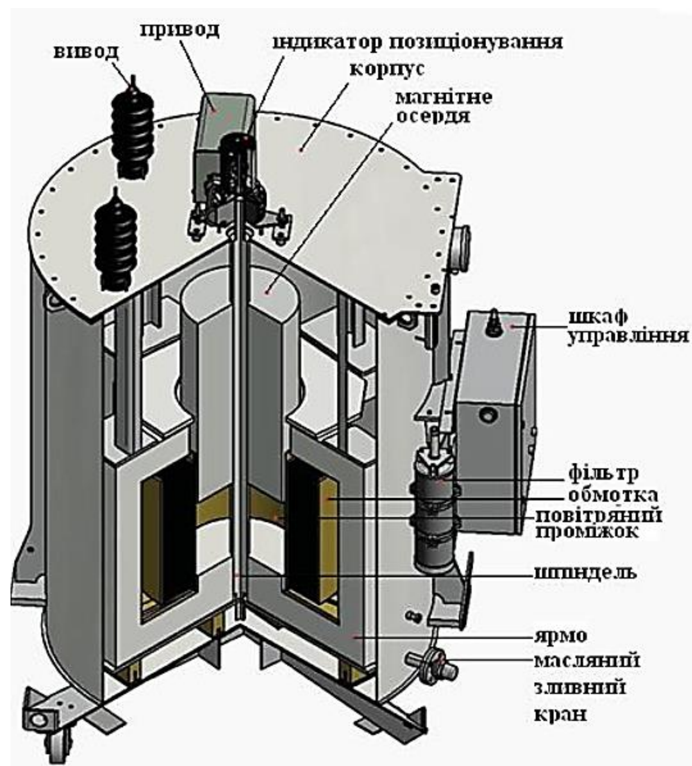


Рис. 1.23 Загальний вигляд дугогасильного реактора

Для компенсації великих ємнісних струмів встановлюють дугогасні реактори типу РЗДСОМ (заземлювальні, дугогасильні, зі ступінчастим регулюванням за допомогою пристрою ПБЗ, однофазні, масляні). Такий реактор наведений на рис. 1.23. В разі повного замикання на землю однієї фази дугогасний реактор опиняється під фазною напругою і через місце замикання на землю проходять ємнісний та індуктивний струми, що різняться за фазою на 180° і взаємно компенсують один одного. Потужність котушки обирають за повним ємнісним струмом замикання на землю, враховуючи перспективи на 8–10 років й округлюючи до найближчого стандартного значення.

В мережах з резонансно – заземленою (компенсованою) нейтраллю так само, як і в мережах з незаземленими нейтралями, дозволяється тимчасова робота при замкненій на землю фазою до тих пір, поки не з’явиться можливість зробити необхідні оперативні перемикання для відокремлення ушкодженої ділянки. При цьому необхідно враховувати також, що час тривалої роботи реактора становить 6 годин.

Наявність дугогасильних реакторів найбільш цінне при короткочасних замиканнях на землю, тому що при цьому дуга у місці замикання згасає і лінія не вимикається. У мережах з нейтралями, з ДГР при однофазних замиканнях на землю напруга двох неушкоджених фаз відносно землі збільшується у $\sqrt{3}$ разів, тобто до міжфазної (лінійної) напруги. Таким чином, по своїм властивостям ці мережі аналогічні мережам з незаземленими (ізольованими) нейтралями.

Наявність дугогасильних реакторів найбільш цінне при короткочасних замиканнях на землю, тому що при цьому дуга у місці замикання згасає і лінія не вимикається. У мережах з нейтралями, з ДГР при однофазних замиканнях на землю напруга двох неушкоджених фаз відносно землі збільшується у $\sqrt{3}$ разів, тобто до міжфазної (лінійної) напруги. Таким чином, по своїм властивостям ці мережі аналогічні мережам з незаземленими (ізольованими) нейтралями.

1.5.3 Мережі наругою 110 кВ та вище

У цих мережах застосовують глухе заземлення нейтралі (Рис. 1.24). Режим однофазного замикання для таких мереж є аварійним режимом короткого замкнення. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються. Так саме не змінюються ємнісні зарядні струми непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази є геометричною сумою зарядних струмів непошкоджених фаз і дорівнює ємнісному струму пошкодженої фази в доаварійному режимі, але має протилежний напрямок. Таким чином, струм дуги в місці короткого замкнення має дві складові – струм короткого замкнення, який замикається через заземлену нейтраль трансформатора та зарядний струм лінії.

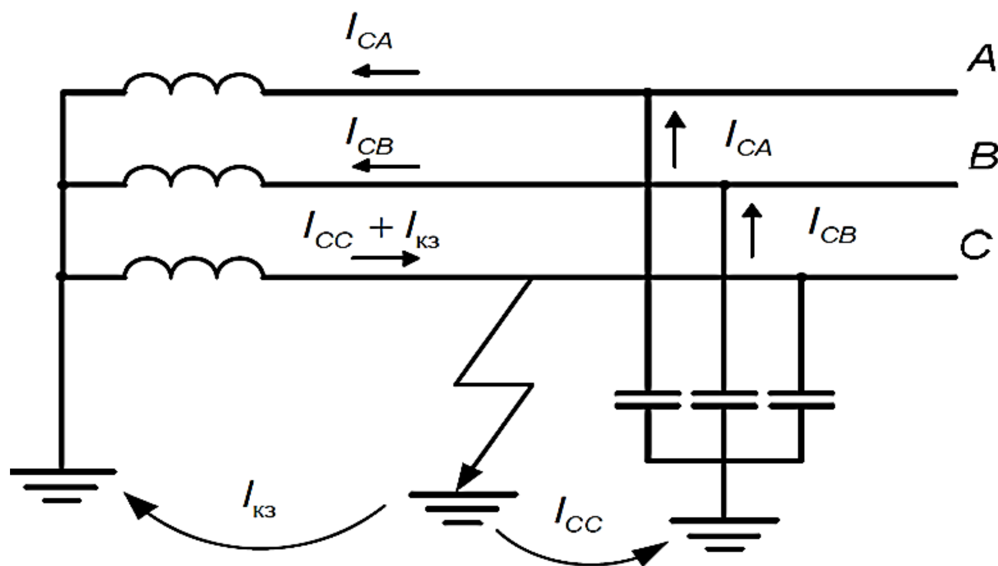


Рис. 1.24 Схема мережі із глухозаземленою нейтраллю режимі однофазного замикання

При напругах 110 кВ та вище ємнісні струми досягають великих значень внаслідок високої напруги, а також значної довжини ліній електропередачі (сотні та тисячі кілометрів). Застосування ДГР у цьому випадку не знімає підвищення напруги у

неушкоджених фазах у $\sqrt{3}$ разів по відношенню до землі при однофазних замиканнях на землю. Між тим, запаси електричної міцності ізоляції в апаратах для цих мереж, відносно незначні, а посилення її викликає значне збільшення вартості апаратів.

Глухе заземлення нейтралі усуває цей недолік, тому що замикання однієї фази на землю є однофазним коротким замиканням, при якому здійснюється швидке автоматичне вимикання пошкодженої лінії. Апарати, що застосовуються у цьому випадку, будуть дешевшими, тому що нижчим є необхідний рівень їх ізоляції від землі, оскільки напруга фаз відносно землі при будь-яких режимах не перевищує $U_Ф$. При цьому виключаються переміжувальні дуги.

Однофазні замикання на землю визначаються автоматично за великими струмами, тому немає потреби у пристроях для контролю стану ізоляції.

Однак, режим, що розглядається має певні недоліки:

- при однофазних замиканнях виникають перерви в електропостачанні споживачів;

- значне ускладнення та підвищення вартості заземлювальних пристроїв. Для систем з великими струмами замикання на землю допускається максимальний опір заземлювального контура не більш 0,5 Ом [16], тобто у 20 разів менший, ніж для систем з малими струмами замикання на землю. Таким чином, кількість заземлювальних електродів повинна бути значною;

- значні струми однофазного короткого замикання, які в окремих випадках можуть перевищувати струми трифазного короткого замикання.

Перший недолік усувається наступним чином:

- однофазні замикання на землю в мережах, що розглядаються, більшою частиною випадків самоусуваються. Це дозволяє ефективно застосовувати автоматичне повторне вмикання лінії електропередачі (АПВ), тобто перерва електропостачання споживачів мінімальна.

- останній недолік усувається шляхом розземлення нейтралей частини трансформаторів. Частину нейтралей ізолюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величини струмів трифазного КЗ. Заземлюють тільки нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових підстанціях споживачів. Напруга на неушкоджених фазах щодо землі в усталеному режимі не має перевищувати 0,8.$U_{ном}$ (лінійного). Такі мережі називають мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

1.5.4 Мережі напругою до 1000 В

Ці мережі бувають **чотирьохпровідними** та **трипровідними**.

Трипровідні мережі. У цих мережах (рис. 1.24) трифазні двигуни, зварювальні апарати та інші споживачі вмикаються тільки на лінійну напругу. Однофазні струмоприймачі з’єднують за схемою трикутника розподіляючи їх по можливості більш рівномірно по трьом фазам.

Освітлювальне навантаження у трипровідної мережі відсутнє, тому що для його живлення необхідна фазна напруга.

Розглянуті вище переваги та недоліки трипровідних мереж напругою 6; 10 та 35 кВ зберігаються в основному і при напрузі до 1000 В. Однак в останньому випадку внаслідок значно меншої напруги та відносно короткої довжини лінії ємнісні струми незначні. Переміжувальні дуги при однофазних замиканнях на землю не виникають, тому ДГР тут не встановлюється. Тим не менш ці струми являють собою загрозу для експлуатаційного персоналу при торканні до фази, тому на практиці використовують тільки короткі трипроводні мережі.

У мережах, що розглядаються, простіше виконувати контроль ізоляції відносно землі. Частіше застосовувалася раніше система контролю – схема з трьома вольтметрами

(рис. 1.24). При металевому замиканні однієї з фаз на землю відповідний вольтметр не знаходиться під різницею потенціалів, а стрілочка його розташовується на нулі (на рис. 1.5, це відноситься до фази А). У той же самий час два інших вольтметра показують лінійну напругу. Однак при рівномірному погіршенні ізоляції всіх трьох фаз показники вольтметрів не відрізняються, і про дійсний стан ізоляції судити за ними не можна. Погано й те, що будь-які приєднання з малими опорами до фаз, тягнуть до зниження рівня ізоляції мережі відносно землі та погіршують умови безпеки при взаємодії з фазою. По тій же причині почали застосовуватися релейні пристрої контролю ізоляції, які діють на сигнал або на вимикання.

Перевага три провідних мереж міститься у тому, що у них допускається несиметрія однофазних навантажень, які вмикаються на лінійні напруги за схемою трикутника. При цьому не виникає перекошування фаз напруги.

Необхідно відмітити і те, що позитивні властивості трипровідних мереж виявляються тільки при малих напругах дотику. Напругою дотику називають напругу між двома точками кола струму замикання на землю (на корпус) при одночасному дотику до них людини. Крім того, необхідні умови, які б дозволили швидко відшукати місце однофазного замикання на землю. Все це можна забезпечити у нерозгалужених мережах з невеликою ємністю відносно землі.

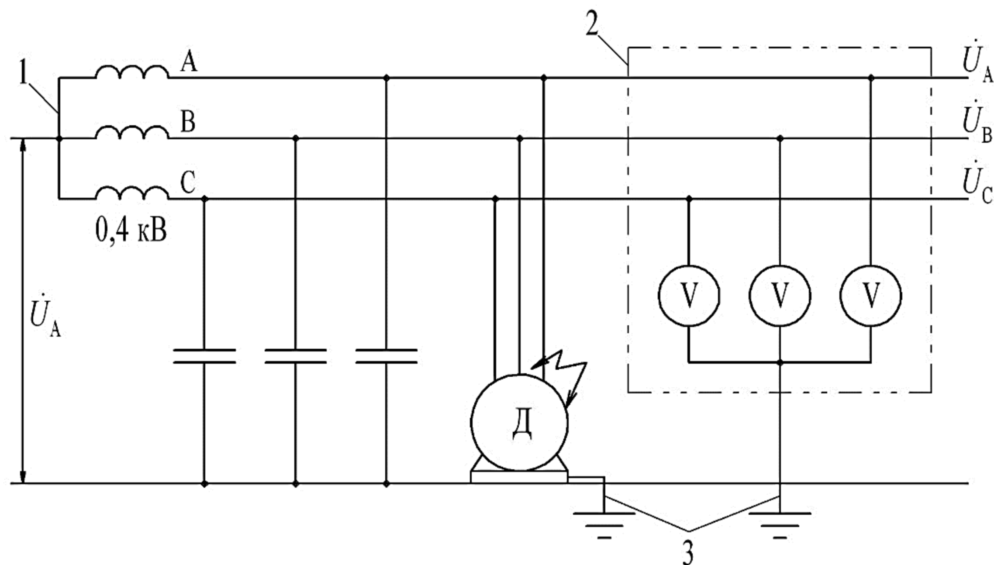


Рис 1.24 Принципова схема трипровідної мережі напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю трансформатора

1 – вторинна обмотка трансформатора; 2 – схема контролю ізоляції; 3 – заземлення.

Чотирьохпровідні мережі. Такі мережі живлять, як правило змішане навантаження: силове та освітлювальне. Освітлювальне навантаження завжди несиметричне. Для вирівнювання напруг по окремим фазам, що вмикаються за схемою зірки, необхідно мати четвертий нейтральний провід (НП). При наявності цього проводу необхідно передивлятися умови безпеки та виконувати додаткові заходи для забезпечення надійної роботи мережі.

У чотирьохпровідних мережах нейтраль та нейтральний провід обов'язково заземлюють. Це викликано тим, що контроль ізоляції нейтрального проводу відносно землі практично неможливий, тому дефекти в ізоляції нейтрального проводу постійно накопичуються та при цьому ніяк себе не виявляють. У результаті мережа з ізольованою нейтраллю перетворюється у мережу з заземленою нейтраллю. Крім того, нейтральний

провід (НП) (рис. 1.25), без спеціального заземлення та з дефектами ізоляції (точка K_1) може призвести до виникнення пожежі. Дійсно, коли відбувається однофазне замикання на землю (наприклад, у точці K_2) створюється коло для протікання струму короткого замикання через НП. При малому перерізі (наприклад 1–1,5мм^2) цей струм може стати достатнім для перегріву проводу, але недостатнім для спрацьовування захисту та вимикання мережі. При наявності у НП замикання на землю виникає небезпека враження людини струмом і випадку взаємодії з фазою.

Розглянуті обставини пояснюють, чому передбачається заземлення нейтралі та нейтрального проводу у чотирьохпровідній мережі. [16]

Заземлення нейтралі у свою чергу веде до того, що заземлення обладнання вже не забезпечує необхідної електробезпеки у порівнянні з трипровідними мережами. У чотирьохпровідних мережах для всього обладнання необхідно виконати занулення (рис. 1.25).

Безпека при цьому забезпечується швидким автоматичним вимиканням аварійної ділянки завдяки великому струму металевого короткого замикання. Якщо б у цій мережі обмежитись тільки заземленням обладнання, то у цьому випадку струм короткого замикання протікав би по двох заземлювачах, а його величина мала б стати меншою за необхідну для вимикання відповідного вимикача. Переріз нейтрального проводу повинен бути таким, як і у провода фази, тому що при однофазному вимиканні мережі по нейтральному проводу буде протікати струм вимкненої фази.

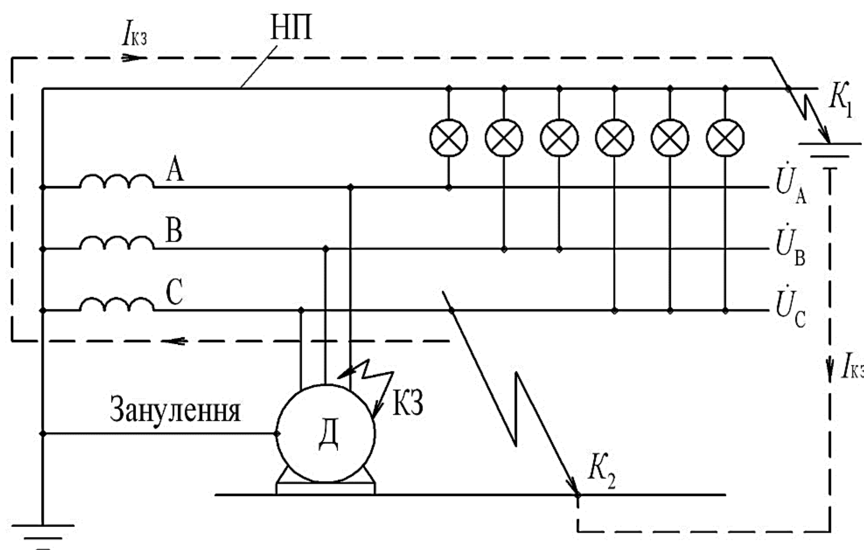


Рис 1.25 Чотирьохпровідна мережа до 1000 В з заземленою нейтраллю трансформатора та зануленням обладнання

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Наведіть визначення енергетичної системи.
2. Наведіть визначення електроенергетичної системи.
3. Наведіть визначення електричної мережі.
4. Наведіть визначення електричної підстанції.
5. Наведіть визначення лінії електропередавання.
6. Наведіть визначення електроустановки.
7. Наведіть шкалу номінальних напруг устаткування електричних систем.
8. Поясніть збільшення на 5% номінальних напруг генераторів.

10. Поясніть збільшення на 10% номінальних напруг вторинних обмоток трансформаторів.

11. Наведіть області використання номінальних напруг електричних мереж

12. Які існують джерела електричної енергії?

13. Які вимоги висуваються до будови електроустановок?

14. Охарактеризувати номінальні параметри електроустаткування.

15. Які існують системи струму?

16. Охарактеризувати категорії споживачів електричної енергії.

17. Які існують режими роботи нейтралі?

18. В чому міститься принципова відмінність у технологічному процесі КЕС та ТЕЦ?

19. Які техніко-економічні переваги дає об'єднання електростанцій у енергосистеми?

20. Що є споживачем електричної енергії ?

21. Що визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних електричних мережах?

22. Що визначає режим роботи нейтралі у високовольтних електричних мережах?

23. Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?

24. Які режими нейтралі використовують в мережах до 35 кВ?

25. Які режими нейтралі використовують в мережах 110 кВ та вище?

26. Назвіть переваги та недоліки мереж з глухо заземленою нейтраллю.

27. Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.

28. Поясніть принцип дії ГЕС.

30. Поясніть принцип дії АЕС.

31. Чим визначаються типи електростанцій?

32. Поясніть принцип дії ТЕС.

РОЗДІЛ 2 КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

2.1 ПРИЧИНИ ТА ВИДИ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

Коротким замиканням (КЗ*)* називають будь - яке випадкове чи навмисне, яке не передбачено нормальним режимом роботи, електричне з'єднання точок електроустановки між собою чи з землею, при якому струм у гілках електроустановки різко починає зростати, перевищуючи найбільший припустимий струм тривалого режиму.

У системі трифазного змінного струму можуть бути замикання між трьома фазами – трифазне КЗ (рис. 2.1 а), між двома фазами – двофазне КЗ (рис. 2.1 б). Якщо нейтраль електричної системи з'єднана з землею, можливі однофазні КЗ (рис. 2.1 в). Частіше виникають однофазні КЗ (60-92% загальної кількості КЗ), рідше - трифазні КЗ (1-7%). Можливе подвійне замикання на землю в різних, але електрично зв'язаних частинах електроустановки в системах з незаземленими чи резонансно-заземленими нейтралями (рис. 2.1 г). Як правило, трифазне КЗ викликає в пошкодженому колі найбільший струм, тому при виборі апаратури, зазвичай, за розрахунковий струм КЗ приймають струм трифазного КЗ.

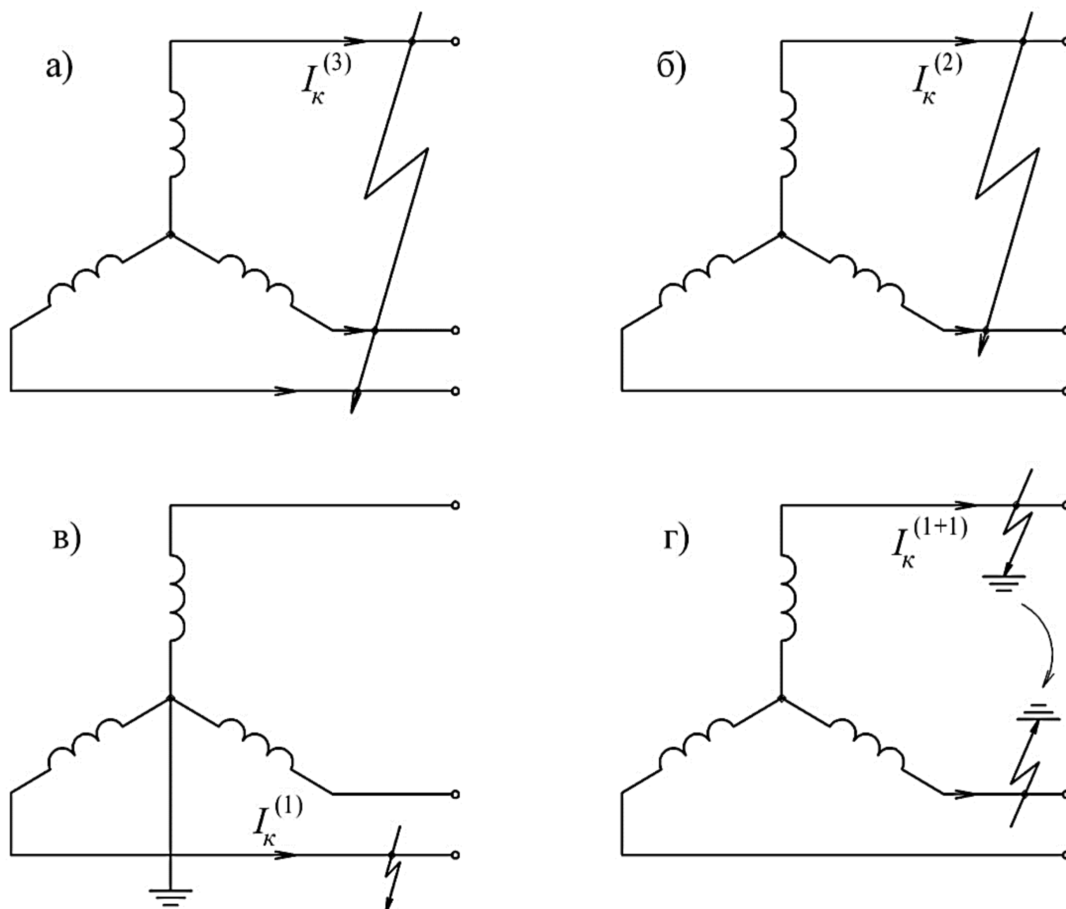


Рис. 2.1 Схеми замикань:
а) між трьома фазами; б) між двома фазами; в) однофазні;
г) в системах з незаземленими чи резонансно-заземленими нейтралями.

Причини коротких замикань:

- проколи та руйнування кабелів під час земляних робіт;

- пошкодження фарфорових ізоляторів;

- падіння опор повітряних ліній;

- старіння, тобто знос ізоляції, який поступово призводить до погіршення властивостей ізоляції;

- зволоження ізоляції;

- різні накиди на проводи повітряних ліній;

- перекриття фаз тваринами чи птахами;

- перекриття між фазами внаслідок атмосферних перенапруг;

- неправильні оперативні перемикання (наприклад: відключення навантаженої лінії роз'єднувачами - при цьому виникає електрична дуга, яка перекриває ізоляцію між фазами). Деякі КЗ можуть бути стійкими. Умови їх виникнення зберігаються на час безструмової паузи, тобто після зняття напруги з електричної установки. До них можна віднести КЗ, які виникли внаслідок механічних пошкоджень, старіння та зволоження ізоляції. Умови виникнення нестійких КЗ самоліквідуються на час безструмової паузи комутаційного апарата (перекриття гірлянди ізоляторів повітряної лінії внаслідок атмосферної перенапруги припиняється після зняття напруги з лінії.)

2.2 ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

Основним наслідком короткого замикання є різке збільшення струму в короткозамкненому колі та зниження напруги в окремих точках системи. Але, якщо коротке замикання сталося на споживачі, який віддалений від джерела живлення, тобто віддалений від електростанції на відносно великій відстані, тоді можна вважати, що напруга на шинах генераторної напруги на електростанції при будь-якій зміні струму практично не змінюється, навіть при короткому замиканні. На підставі цього можна вивести поняття – система необмеженої потужності.

Системою необмеженої потужності називається така потужна система, напруга на шинах якої практично залишається незмінною при будь-якій зміні струму, навіть при короткому замиканні.

Для того щоб ознайомитися з сутністю процесу КЗ, зупинимося на найбільш простому з точки зору розуміння процесів, що відбуваються при КЗ, ушкодженні - трифазному КЗ (рис. 2.2).

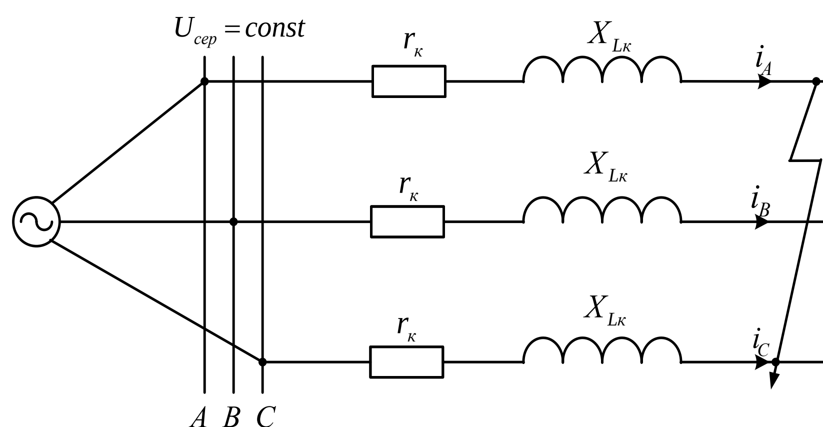


Рис. 2.2 Трифазне симетричне коло, яке живиться від шин незмінної напруги

Трифазне КЗ є симетричним, тому що при ньому не порушується симетрія струмів та напруг (передбачається рівність опорів трьох фаз кола короткого замикання). У порівнянні з режимом навантаження при КЗ струми у фазах збільшуються, а фазні та міжфазні напруги зменшуються. Чим менше опір кола КЗ, тим більше струм КЗ і більше посадки напруги в мережі.

Розглянемо спочатку момент виникнення КЗ. Оскільки йдеться про симетричну трифазну систему, для оцінки явищ, що відбуваються, достатньо розглядати процес в одній фазі (рис. 2.3).

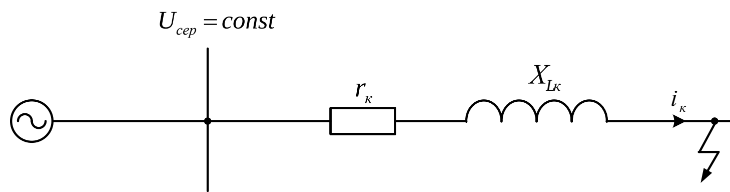


Рис. 2.3 Схема заміщення трифазної симетричної системи

Як згадувалося, при КЗ струм в електричному колі зростає. Однак миттєвого збільшення струму $i_к$ у короткозамкнутій частині кола відбутися не може, так як обмотка статора джерела та коло КЗ мають індуктивність $L_к$. У початковий момент КЗ в індуктивному опорі короткозамкнутого кола $X_{Lк}$ наводиться ЕРС самоіндукції, що викликає появу струму самоіндукції зустрічного напрямку, так званий **вільний аперіодичний струм** (крива i_{at} на рис.2.4, а). **Аперіодичним** цей струм називається тому, що напрямок його не змінюється з часом. Разом з аперіодичним струмом в момент винекнення КЗ з'являється струм, так званий **вимушений періодичний струм** (i_{nt} на рис.2.4, а) Цей струм має періодичний характер змінювання з частотою, яка дорівнює частоті напруги джерела. Отже, з моменту виникнення КЗ повний струм КЗ $i_{кt}$ зручно розглядати як суму двох складових – **вільної (апереодичної) та вимушеної (переодичної)**(рис. 2.4, б).

Вільна складова обумовлюється зміною енергії магнітного поля в індуктивності $Lк$, яка запасалася до моменту виникнення короткого замикання. Вимушена складова обумовлюється дією джерела живлення.

Частина процесу, що характеризується зміною амплітудних значень струму КЗ, називається перехідним режимом. У сталому режимі амплітуди струму КЗ постійні. Таким чином при трифазному КЗ в колі з активним r_k та індуктивним $X_{Lк}$ опорами відбувається процес зміни струмів та напруг, який називається перехідним.

Наявність активного опору (рис. 2.4) замкненого кола, обумовлює затухання вільного струму по експоненціальному закону. Таким чином аперіодична складова повного струму КЗ, змінюючись по експоненті, затухає через час, який дорівнює 0,15 с.

Найбільше значення аперіодичної складової струму КЗ спостерігається в тому випадку, коли КЗ відбулося в ненавантаженому колі в момент переходу синусоїдальної кривої напруги через нуль. Цей випадок показаний на рис. 2.4). Аперіодичну складову повного струму КЗ в будь-який момент часу можна визначити з виразу:

$$i_{at} = i_{ao} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.1)$$

де T_a- постійна затухання аперіодичної складової, яка залежить від співвідношення індуктивного та активного опорів ланцюга;

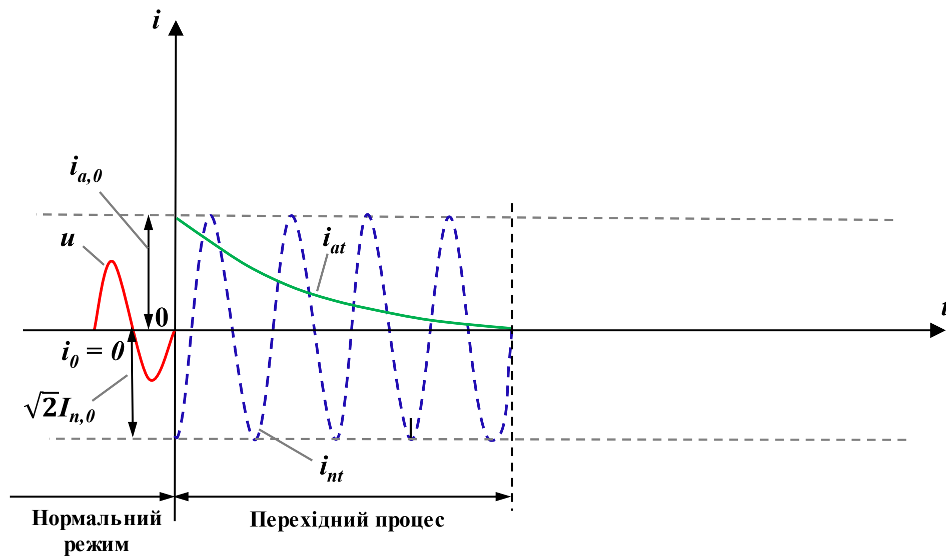
е - основа натурального логарифму, яка дорівнює - 2,7.

Постійну затухання аперіодичної складової струму КЗ можна визначити з виразу:

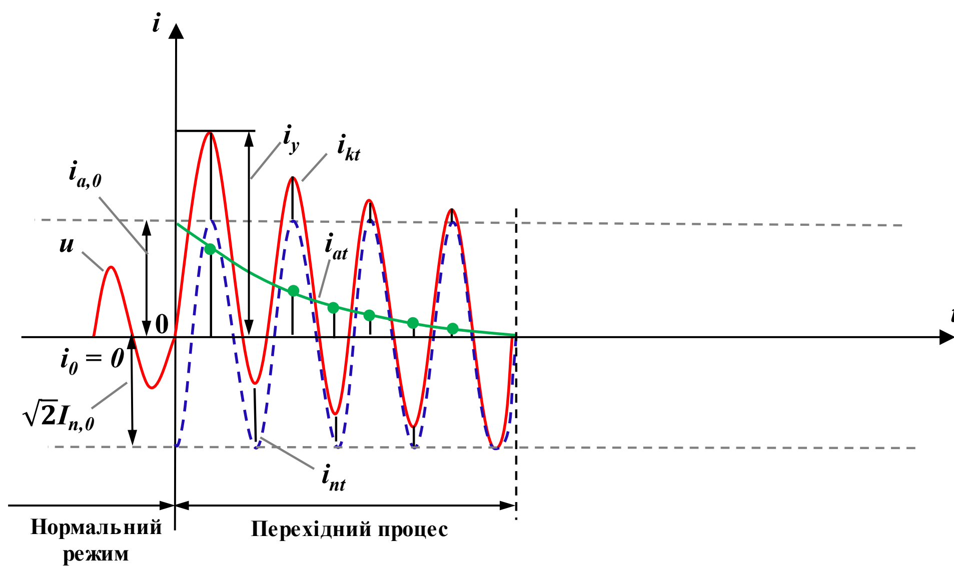
$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = \frac{x_{рез}}{314 \cdot r_{рез}}, \quad (2.2)$$

де $x_{рез}$ та $r_{рез}$ - індуктивний та активний результуючі опори короткозамкненого кола.

а)



б)



в)

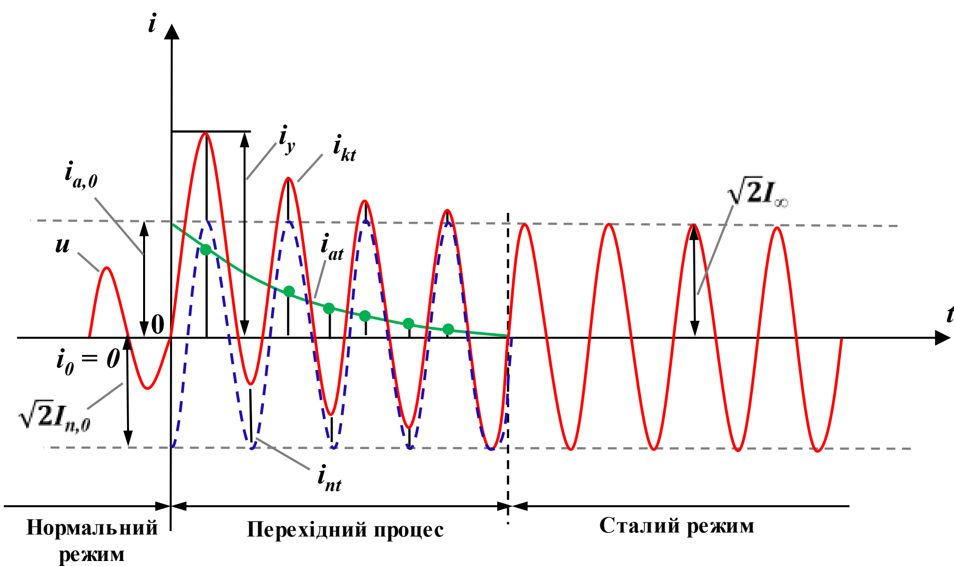


Рис. 2.4 Зміна струму КЗ в колі, яке живиться від шин незмінної напруги

У мережах напругою вище 1 кВ час затухання аперіодичної складової струму КЗ не перевищує 0,2 с, тому для практичних розрахунків можна прийняти $T_a = 0{,}05$ с. Крім того, в таких мережах внаслідок того, що активний опір має невеликі величини, ним можна знехтувати. Періодична складова струму КЗ i_{nt} змінюється по синусоїдальній кривій з частотою 50 Гц. Якщо коротке замикання відбулося у віддаленій точці або потужність джерела живлення велика в порівнянні з потужністю відгалуження, на якому відбулася аварія, то напруга на шинах джерела залишається постійною.

На підставі цього величина періодичної складової струму КЗ (діюче значення струму I_n) залишається незмінною протягом всього процесу КЗ. Цей випадок розглянуто на рис. 2.4, з якого видно, що амплітуда періодичної складової, а отже і її діюче значення не змінюється.

Якщо КЗ відбулося в ненавантаженому колі в момент переходу синусоїдальної кривої напруги через нуль, то періодична складова досягає своїх максимальних значень, тобто $i_{no} = I_{nm} = \sqrt{2}\, I_{no}$. При цьому аперіодична та періодична складові повного струму КЗ рівні між собою, а відрізняються між собою лише знаком тобто $-i_{no} = i_{ao}$; $-I_{nm} = I_{am}$; $I_{am} = -I_{nm}$ (періодична та аперіодична складові повного струму КЗ в момент часу, який розглядається, не тільки рівні між собою але і досягають своїх максимальних (амплітудних) значень). Якщо величини розглянуті по абсолютному значенню, то маємо $-I_{am} = I_{nm}$ тобто $i_{ao} = I_{am} = I_{nm}$.

Повний струм КЗ i_{kt} (рис. 2.4, б) визначається геометричним складанням синусоїдальної кривої i_{nt} та затухаючої по експоненціальному закону кривої i_{at}:

$$i_{kt} = i_{nt} + i_{at}. \tag{2.3}$$

Як видно з рис. 2.4, б), найбільше амплітудне значення повного струму спостерігається через півперіоду (0,01 с) після початку КЗ; цей струм називається **ударним струмом КЗ i_y**, його можна визначити як суму амплітудного значення періодичної складової струму та миттєвого значення аперіодичної складової для t = 0,01с. На підставі цього можна написати:

$$i_y = I_{nm} + i_{a0{,}01}. \tag{2.4}$$

Користуючись формулою (2.1), можна записати:

$$i_{a0{,}01} = i_{ao} \cdot e^{-\frac{0{,}01}{Ta}}. \tag{2.5}$$

На підставі вище приведених міркувань, тобто $-i_{ao} = I_{am} = I_{nm}$, можна написати:

$$i_{a0{,}01} = I_{nm} \cdot e^{-\frac{0{,}01}{Ta}}. \tag{2.6}$$

Підставляючи формулу (2.6) у формулу (2.4), маємо:

$$i_y = I_{nm} + i_{a0{,}01} = I_{nm} + I_{nm} \cdot e^{-\frac{-0{,}01}{Ta}} = I_{nm} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{Ta}}\right). \tag{2.7}$$

Вираз у дужках називається ударним коефіцієнтом K_y, тобто:

$$K_y = \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{Ta}}\right). \tag{2.8}$$

А формула (2.7) набере вигляду:

$$i_y = I_{nm} \cdot K_y. \tag{2.9}$$

Якщо перейти до діючих значень струму, то формула (2.9) набере вигляду:

$$i_y = I_{nm} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot K_y, \qquad (2.10)$$

де K_y - ударний коефіцієнт, який враховує участь аперіодичної складової струму КЗ в створюванні повного струму КЗ

При КЗ на затискачах генераторів $K_y = 1{,}9$.
При КЗ в віддаленій точці мережі $K_y = 1{,}8$.

Оскільки ми розглядаємо процес зміни струму КЗ в системі необмеженої потужності, то підставляючи у формулу (2.10) $K_y = 1{,}8$, маємо:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot K_y = 1{,}414 \cdot 1{,}8 \cdot I_n = 2{,}55 \cdot I_n,$$

тобто

$$i_y = 2{,}55 \cdot I_n, \text{ кА}. \qquad (2.11)$$

Якщо КЗ відбулося на затискачах генераторів, то підставляючи у формулу (2.10) $K_y = 1{,}9$, маємо:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot K_y = 1{,}414 \cdot 1{,}9 \cdot I_n = 2{,}7 \cdot I_n,$$

тобто

$$i_y = 2{,}7 \cdot I_n, \text{ кА}. \qquad (2.12)$$

Внаслідок того, що крива повного струму не є синусоїдальною, діюче значення повного струму КЗ для будь-якого моменту часу після початку виникнення КЗ визначають як середньоарифметичний струм за період 0,02 с:

$$I_{kt} = \sqrt{I_{nt}^2 + I_{at}^2} = \sqrt{I_{nt}^2 + i_{at}^2}, \text{ кА}, \qquad (2.13)$$

де I_{at} - діюче значення аперіодичної складової струму КЗ для моменту часу t, яке приймають рівним миттєвому значенню в середині періоду.

На основі цього можна визначити діюче значення повного струму КЗ за перший період:

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + i_{a0,01}^2}. \qquad (2.14)$$

Формулу (2.7) можна записати іншим чином, використовуючи при цьому формулу (2.10):

$$\sqrt{2} \cdot I_n \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_n + i_{a0,01}.$$

Після перетворювань маємо:

$$i_{a0,01} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot (K_y - 1). \qquad (2.15)$$

Підставляємо значення $i_{a0,01}$ з формули (2.15) у формулу (2.14) маємо:

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + i_{a0,01}^2} = \sqrt{I_n^2 + \left[\sqrt{2} \cdot I_n \cdot \left(K_y - 1\right)\right]^2} = I_n \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1{,}52 \cdot I_n,$$

де K_y - ударний коефіцієнт - $K_y = 1{,}8$.

Тобто діюче значення повного струму КЗ дорівнює:

$$I_y = 1{,}52 \cdot I_n, \text{ кА.} \tag{2.16}$$

Отже, перехідний процес у разі живлення від шин енергосистеми постійної напруги завершується після згасання апериодической складової струму КЗ, і далі повний струм КЗ дорівнює його періодичної складової, постійної по амплітуді, тобто система входить у сталий режим (рис. 2.4, в). Таким чином процес зміни струму КЗ в колі, яке живиться від шин незмінної напруги можна розділити на три частини: нормальний режим, перехідний процес та сталий режим.

Оскільки періодична складова струму КЗ є незатухаючою, то діюче значення струму встановленого режиму КЗ дорівнює:

$$I_\infty = I_n, \text{ кА.} \tag{2.17}$$

де I_∞ - струм встановленого (сталого) режиму КЗ.

На рис 2.4, в показане максимальне значення сталого струму КЗ, тобто:$I_{m\,\infty} = \sqrt{2}\ I_\infty$

2.3 СИСТЕМА ВІДНОСНИХ ОДИНИЦЬ ПРИ РОЗРАХУНКУ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Визначення опорів та розрахунок струмів КЗ можна здійснювати в іменованих одиницях (Ом, кА, кВ, МВ·А), у відносних одиницях та відсотках.

Припустимо, ми маємо електричну установку, на якій встановлено електричне обладнання з номінальними параметрами. При роботі параметри цього обладнання змінились та стали відрізнятись від номінальних параметрів. Виразимо другий режим відносно номінального, який вважатимемо за основний (табл. 2.1):

Таблиця 2.1 – Співвідношення між номінальними та робочими параметрами

U_H, кВ	U, кВ	$U_{*H} = \frac{U}{U_H}$
I_H, кА	I, кА	$I_{*H} = \frac{I}{I_H}$
S_H,МВ·А	S, МВ·А	$S_{*H} = \frac{S}{S_H}$
x_H, Ом	x, Ом	$x_{*H} = \frac{x}{x_H}$
$S_H = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I$	$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$	
$x_H = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$x = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I}$	

Такий вираз одних величин відносно других називається знаходженням величин у відносних величинах. Індекс “зірочка” вказує, що величина відносна, а індекс “*н*” – обчислено відносно номінального.

Слід зазначити, що розрахунок струмів КЗ для вибору та перевірки електричних апаратів зручніше та простіше вести з використанням системи відносних одиниць, деякі розрахунки в галузі релейного захисту зручніше вести з використанням іменованих одиниць.

Не завжди нам відомі номінальні величини або в межах однієї електричної установки вони можуть бути різними. Тому за основний режим приймають так звані **базисні умови (базові).**

Базисними називаються такі умови, які є однаковими розрахунковими для всіх опорів кола КЗ, які було розраховано раніше при різних вихідних даних.

Базисні умови характеризуються базисними величинами, тобто: базисною потужністю $S_б$, базисною напругою $U_б$, базисним струмом $I_б$.

За базисну потужність для зручності розрахунків приймають 100 чи 1000 МВА, якщо точка КЗ живиться від системи необмеженої потужності або потужність джерел живлення (генераторів) невідома.

За базисну напругу приймають середню лінійну напругу того ступеню, де здійснюється розрахунок струму КЗ. Базисна напруга перевищує номінальну приблизно на 5%.

Співвідношення між номінальними та базисними напругами приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Співвідношення між номінальними та базисними напругами

$U_н$, кВ	0,22	0,38	3	6	10	25	35	110	154	220
$U_б$, кВ	0,23	0,4	3,15	6,3	10,5	26,2	37	115	162	230

Базисна потужність однакова для всіх елементів кола КЗ незалежно від значень напруги цих елементів, базисний струм для елементів кола з різними напругами при тій же потужності буде різний, тому що:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \text{кА}$$

На підставі вище наведеного, вираз величин відносно базисних буде мати вигляд (табл. 2.3):

Таблиця 2.3 - Вираз величин відносно базисних

$U_б$, кВ	U, кВ	$U_{*б} = \frac{U}{U_б}$
$I_б$, кА	I, кА	$I_{*б} = \frac{I}{I_б}$
$S_б$, МВ·А	S, МВ·А	$S_{*б} = \frac{S}{S_б}$
$x_б$, Ом	x, Ом	$x_{*б} = \frac{x}{x_б}$

Нехай ми маємо напругу в кВ, опір в Ом. На підставі того, що в системі необмеженої потужності $U_{сер} = const$, тоді для розрахунку періодичного струму можна скористатися законом Ома. Записавши його відповідно до схеми рис. 2.2, маємо:

$$I_п = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}}, \text{кА}. \quad (2.18)$$

Але в мережах вище 1 кВ можна зневажати активним опором. Тоді:

$$I_n = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}} \text{ кА}, \quad (2.19)$$

де $x_{рез}$ - індуктивний сумарний опір трансформаторів, ЛЕП, генераторів, реакторів, системи, тобто живлячий опір всіх елементів короткозамкненого кола;
$U_{сер}$ - середня лінійна напруга.

Але, як було вище згадано, середня лінійна напруга є базисною напругою, тобто можна записати $U_{сер} = U_б$.

З поняття відносних величин (номінальних) маємо:

$$x_{*Н} = \frac{x}{x_Н}. \quad (2.20)$$

Але нам відомо, що:

$$x_Н = \frac{U_Н}{\sqrt{3} \cdot I_Н}. \quad (2.21)$$

Підставимо значення $x_Н$ з формули (2.21) у формулу (2.20). Маємо:

$$x_{*Н} = \frac{x}{\frac{U_Н}{\sqrt{3} \cdot I_Н}} = x \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_Н}{U_Н}. \quad (2.22)$$

Помноживши чисельник та знаменник на $U_Н$. Маємо:

$$x_{*Н} = x \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_Н \cdot U_Н}{U_Н \cdot U_Н} = x \cdot \frac{S_Н}{U_Н^2}. \quad (2.23)$$

Аналогічно можна записати для базисних величин:

$$x_{*б} = x \cdot \frac{S_б}{U_б^2}. \quad (2.24)$$

Знайдемо з формули (2.24) x;

$$x = \frac{x_{*б} U_б^2}{S_б} \quad (2.25)$$

Але формула (2.25) враховує індуктивний опір тільки одного елементу короткозамкненого кола. В реальних умовах може йти мова про кілька елементів короткозамкненого кола, тобто про індуктивний сумарний опір всіх елементів короткозамкненого кола, про $x_{рез}$. На підставі цього формула (2.25) матиме вигляд:

$$x_{рез} = \frac{x_{*б.рез} \cdot U_б^2}{S_б}. \quad (2.26)$$

Підставимо $x_{рез}$ з формули (2.26) у формулу (2.19). Маємо:

$$I_n = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3}\cdot x_{рез}} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3}}\cdot\frac{1}{x_{рез}} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3}}\cdot\frac{1}{\frac{x_{*б.рез}\cdot U_б^2}{S_б}} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3}}\cdot\frac{S_б}{x_{*б.рез}\cdot U_б^2}. \quad (2.27)$$

Але, як ми з'ясували - $U_{сер} = U_б$. Тоді формула (2.27) набере вигляду:

$$I_n = \frac{U_б}{\sqrt{3}}\cdot\frac{S_б}{x_{*б.рез}\cdot U_б^2}. \quad (2.28)$$

Але $S_б$ можна показати як $S_б = \sqrt{3}\cdot U_б\cdot I_б$. На підставі цього формула (2.28) набере вигляду:

$$I_n = \frac{U_б}{\sqrt{3}}\cdot\frac{S_б}{x_{*б.рез}\cdot U_б^2} = \frac{U_б\cdot\sqrt{3}\cdot U_б\cdot I_б}{\sqrt{3}\cdot x_{*б.рез}\cdot U_б^2}. \quad (2.29)$$

У формулі (2.29) здійснимо необхідні скорочення. Маємо:

$$I_n = \frac{I_б}{x_{*б.рез}}, \text{ кА}. \quad (2.30)$$

Помножимо праву та ліву частини формули (2.30) на $\sqrt{3}\cdot U_б$.

$$\sqrt{3}\cdot U_б\cdot I_n = \frac{\sqrt{3}\cdot U_б\cdot I_б}{x_{*б.рез}}. \quad (2.31)$$

Маємо формулу для розрахунку потужності КЗ:

$$S_k = \frac{S_б}{x_{*б.рез}}, \text{ МВ·А}.$$

2.4 РОЗРАХУНОК ВІДНОСНИХ ОПОРІВ ЕЛЕМЕНТІВ КОРОТКОЗАМКНЕНОГО КОЛА. ПРИВЕДЕННЯ ОПОРІВ ДО БАЗИСНИХ УМОВ

Кожний елемент розрахункової схеми характеризується відповідними параметрами.

Для синхронного генератора — це номінальна повна $S_{ном}$ або активна $P_{ном}$ потужність; номінальний коефіцієнт потужності $cos\varphi_{ном}$; номінальна напруга $U_{ном}$; зверхперехідний реактивний опір x_{*d}^{II}, реактивний опір зворотної послідовності $x*_2$; постійна часу загасання аперіодичної складової струму трифазного КЗ.

У каталогах для двохобмоткових силових трансформаторів вказується напруга КЗ (U_k%). Для трансформаторів малої потужності $U_k = 5{,}5 - 6{,}5\%$, для трансформаторів середньої та великої потужності $U_k = 10{,}5\%$.

Активний опір враховують тільки для повітряних ліній з невеликою площиною поперечного перерізу та ліній із сталевими проводами, а також для кабельних ліній відносно великої довжини.

Активний опір силових трансформаторів враховують при середній номінальній напрузі, де знаходиться точка КЗ, менше за 500 В і при номінальній потужності трансформаторів $S_{ном} \leq 1000$ кВА. Розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів

Елемент електроустановки	Вихідний параметр	Іменовані одиниці, Ом	Відносні одиниці, в.о.
Генератор (G)	$x''_{d*ном}$; $S_{номG}$, МВ·А	$x_б = x''_{d*ном}\frac{U_б^2}{S_{ном\ G}}$	$x_{*б} = x''_{d*ном}\frac{S_б}{S_{ном\ G}}$
	x''_d %; $S_{номG}$, $МВ·А$	$x_б = \frac{x''_d\%}{100}\frac{U_б^2}{S_{ном\ G}}$	$x_{*б} = \frac{x''_d\%}{100}\frac{S_б}{S_{ном\ G}}$
Енергосистема (С)	$S_к$, $МВ·А$	$x_б = \frac{U_б^2}{S_к}$	$x_{*б} = \frac{S_б}{S_к}$
	$I_{відкл.ном}$, $кА$	$x_б = \frac{U_б^2}{\sqrt{3}\ I_{відкл.ном}U_{сер}}$	$x_{*б} = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ I_{відкл.ном}U_{сер}}$
	$X_{*ном\ С}$; $S_{номС}$, $МВ·А$	$x_б = x_{*ном\ С}\ \frac{U_б^2}{S_{ном\ С}}$	$x_{*б} = x_{*ном\ С}\ \frac{S_б}{S_{ном\ С}}$
Трансформатор (T)	$x_т\% = u_к\%$; $S_{номТ}$, $МВ·А$	$x_б = \frac{x_т\%}{100}\frac{U_б^2}{S_{номТ}}$	$x_{*б} = \frac{x_т\%}{100}\frac{S_б}{S_{номТ}}$
Реактор (LR)	$x_{ном\ LR}$, $Ом$	$x_б = x_{ном\ LR}\ \frac{U_б^2}{U_{сер}^2}$	$x_{*б} = x_{ном\ LR}\ \frac{S_б}{U_{сер}^2}$
Лінія електропередачі (W)	$x_{пит}$, $Ом/км$; l, $км$	$x_б = x_{пит}\ l\ \frac{U_б^2}{U_{сер}^2}$	$x_{*б} = x_{пит}\ l\ \frac{S_б}{U_{сер}^2}$

Примітка.

$S_{ном}$– номінальні потужності елементів (генератора, трансформатора, енергосистеми), МВ·А; $S_б$– базова потужність, МВ·А; $S_к$– потужність КЗ енергосистеми, МВ·А; $I_{відкл.ном}$– номінальний струм відключення вимикача, кА; $x_{*ном\ С}$ – відносний номінальний опір енергосистеми; $x_т\%$ – відносний опір трансформатора, що визначається з напруги КЗ трансформатора $u_к\%$; $I_б$ – базовий струм, кА; $U_{сер}$– середня напруга в місці встановлення даного елемента, кВ; $x_{пит}$ – питомий індуктивний опір лінії на 1 км довжини, Ом/км; l– довжина лінії, км

У каталогах задані для трьохобмоточних трансформаторів міжобмоточні напруги КЗ при номінальній потужності трансформатора (рис. 2.5). За даними міжобмоточними

напругами КЗ необхідно знайти напруги кожної обмотки. Це виконується по спрощених формулах:

$$U_{КВ} = 0{,}5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КВ-С} - U_{КС-Н}) \quad ,$$
$$U_{КС} = 0{,}5 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}) \quad , \qquad (2.32)$$
$$U_{КН} = 0{,}5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}) \quad ,$$

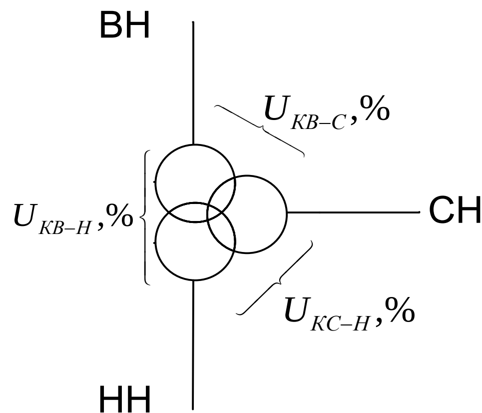


Рис. 2.5 Розрахункова схема трьохобмоточного трансформатора

Формули приведення опорів до базисної потужності будуть мати вигляд:

$$x_{*б}в = \frac{U\text{кв}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н},$$

$$x_{*б}с = \frac{U\text{кс}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \qquad (2.33)$$

$$x_{*б}н = \frac{U\text{кн}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н},$$

де S_H - номінальна потужність трьохобмоточного силового трансформатора, МВА.

2.5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ АНАЛІТИЧНИМ МЕТОДОМ

Методика розрахунку струмів КЗ полягає в наступному:

Складається розрахункова схема - спрощена однолінійна схема електроустановки, в якій враховуємо всі джерела живлення (генератори, синхронні компенсатори тощо), трансформатори, повітряні та кабельні лінії, реактори. По розрахунковій схемі складається схема заміщення, в якій вказуються опори всіх елементів та помічаються всі точки для розрахунку струмів КЗ. Генератори, трансформатори великої потужності, повітряні лінії, реактори, звичайно показуються в схемі заміщення їх індуктивними опорами (раніше) чи повними опорами (тепер) у вигляді позначок активних опорів.

Незалежно від того, якими позначками на схемі заміщення позначено опори, враховується тільки індуктивний опір (за винятком кабеля та малопотужних трансформаторів, де треба враховувати і активний опір). На практиці можна позначати опори у вигляді котушок та активних опорів. Перетворювання схеми заміни дозволяє визначити результуючий опір від джерела до точки КЗ.

Основні формули для перетворення схем та визначення струморозподілу наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Основні формули для перетворення схем та визначення струморозподілу

Виконане перетворення	Схема		Формули опорів елементів перетвореної схеми	Формули визначення струмів у схемі до її перетворення
	До перетворення	Після перетворення		
Послідовне з'єднання	x_1 x_2 x_a I	$x_{екв}$ I	$x_{екв} = x_1 + x_2 + ... + x_a$	$I_1 = I_2 = \ldots = I$
Паралельне з'єднання	x_1 I_1 x_2 I_2 x_a I_a	$x_{екв}$ I	$x_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \ldots + \frac{1}{x_a}}$ При двох гілках $x_{екв} = \frac{x_1\ x_2}{x_1 + x_2}$ При $x_1 = x_2 = \ldots\ x_a$ $x_{екв} = \frac{x_1}{a}$	$I_a = I\ \frac{x_{екв}}{x_a}$
Перетворення трикутника в еквівалентну зірку	L I_{ML} I_{LN} x_{ML} x_{NM} x_{LN} M N I_{NM}	L I_L x_L I_M I_N x_M x_N M N	$x_L = \frac{x_{ML}\ x_{LN}}{x_{ML} + x_{LN} + x_{NM}}$; $x_N = \frac{x_{LN}\ x_{NM}}{x_{ML} + x_{LN} + x_{NM}}$; $x_M = \frac{x_{ML}\ x_{NM}}{x_{ML} + x_{LN} + x_{NM}}$	$I_{ML} = \frac{I_M x_M - I_L x_L}{x_{ML}}$; $I_{LN} = \frac{I_L x_L - I_N x_N}{x_{LN}}$; $I_{NM} = \frac{I_N x_N - I_M x_M}{x_{NM}}$
Перетворення зірки в еквівалентний трикутник	L I_L x_L I_M I_N x_M x_N M N	L I_{ML} I_{LN} x_{ML} x_{NM} x_{LN} M N I_{NM}	$x_{ML} = x_L + x_M + \frac{x_L x_M}{x_N}$; $x_{LN} = x_L + x_N + \frac{x_L x_N}{x_M}$; $x_{NM} = x_M + x_N + \frac{x_M x_N}{x_L}$	$I_L = I_{LN} - I_{ML}$; $I_M = I_{ML} - I_{MN}$; $I_N = I_{NM} - I_{LN}$
Перетворення багатокутної зірки в багатокутник з діагоналями	L I_L x_L x_P x_M P I_P I_M M I_N x_N N	L I_{PL} I_{LM} x_{PL} I_{LN} x_{MP} x_{LM} P M x_{LN} x_{NP} x_{MN} N	$x_{LM} = x_L\ x_M \sum y$; $x_{MN} = x_M\ x_N \sum y$, де $\sum y = \frac{1}{x_L} + \frac{1}{x_M} + \frac{1}{x_N} + \frac{1}{x_P}$	$I_L = I_{LM} + I_{LN} - I_{PL}$; тощо
Заміна декількох джерел еквівалентним	E_1 x_1 I_1 E_2 x_2 I_2 E_3 x_3 I_3 U_K E_a x_a I_a	$E_{екв}$ $x_{екв}$ U_K I	$E_{екв} = \frac{1}{y_{екв}} \sum_{k=1}^{a} y_a E_a$, де $y_{екв}$–див. паралельне з'єднання елементів. При двох гілках $E_{екв} = \frac{E_1 x_2 + E_2 x_1}{x_1 + x_2}$	$I_a = \frac{E_a - U_к}{x_a}$

Порядок розрахунку струмів трифазного КЗ (табл. 2.6):

Таблиця 2.6 – Розрахунок струмів та потужності короткого замикання

Величина що обчислюється	Розрахункові формули	Номер формули
Базисний струм, кА	$I_б = \dfrac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}$	(2.34)
Періодичний струм короткого замикання, кА	$I_п^{(3)} = \dfrac{I_б}{X_п}$	(2.35)
Сталий струм короткого замикання, кА	$I_\infty^{(3)} = I_п^{(3)}$	(2.36)
Ударний струм короткого замикання, кА	$i_у^{(3)} = 2{,}55 \cdot I_п^{(3)}$	(2.37)
Діюче значення повного струму короткого замикання, кА	$I_у^{(3)} = 1{,}52 \cdot I_п^{(3)}$	(2.38)
Потужність короткого замикання, МВ·А	$S_к^{(3)} = \dfrac{S_б}{X_п}$	(2.39)
Максимальне значення аперіодичної складової струму КЗ в момент розмикання контактів вимикача, кА	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$	(2.40)

Примітка.

$S_б$ - базисна потужність (приймаємо 100 МВ·А); $X_п$ - результуючий відносний опір до точки КЗ; $I_k = I_п^{(3)}$- струм трифазного КЗ, який після затухання аперіодичної складової дорівнює періодичному струму КЗ, кА.; τ - максимальний час до моменту розмикання контактів, с.

2.6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ПО КРИВИХ

При КЗ поблизу генераторів амплітудне значення періодичної складової струму КЗ в перехідному процесі – це величина, що змінюється, а це значно ускладнює розрахунок струмів КЗ аналітичним методом. Метод розрахунку по кривих засновано на використанні спеціальних кривих, по яких визначаються для різних моментів часу t процесу трифазного КЗ значення відносної періодичної складової струму I_{*nt}.[10]

Розрахункові криві побудовані в припущенні, що до моменту КЗ генератори працювали з номінальним навантаженням при $cos\varphi$=0,8 і номінальною напругою на їх затискачах.

При користуванні кривими необхідно пам’ятати, що розрахунковий опір КЗ кола повинен бути приведений до потужності схеми. що розглядається, а саме: до потужності генераторів даного променя, якщо визначається струм КЗ в цьому промені; до сумарної потужності всіх генераторів системи, якщо струм визначається по еквівалентному опорі всіх схем. Тільки при цій умові значення струмів, отриманих по розрахункових кривих, найбільше відповідає дійсним значенням.

Розрахункові криві побудовані для окремого генератора, від якого проходить струм до точки КЗ через опір. Ці криві використовуються для розрахунку струмів КЗ і для групи генераторів. Відносну періодичну складову струму КЗ при наявності в системі різних типів генераторів слід визначати по кривих тих генераторів, сумарна потужність яких більша (рис. 2.6). Отже, розрахункові криві побудовані за припущенням, що розрахункова схема повністю симетрична відносно місця КЗ, тобто генератори

однотипні з однаковими відносними параметрами; в нормальному режимі ці генератори несуть однакове відносне навантаження і мають однакову віддаленість відносно місця КЗ. Залежно від того, наскільки відповідають дійсні умови реальної схеми вказаним – отримаємо певну похибку розрахунку.

Розрахунок струмів КЗ по розрахунковим кривим може бути виконано: індивідуальним зміненням, коли на величину струму КЗ враховується вплив окремих джерел живлення, які знаходяться в різних умовах по відношенню до точки КЗ; по загальному зміненню, тобто без урахування джерел живлення на величину струму КЗ.

Порядок користування кривими наступний:

1. Визначаємо результуючий відносний базисний опір схеми $x_{*б.рез}$ для даної точки короткого замикання, віднесений до базисної потужності, чи до сумарної номінальної потужності всіх джерел, які беруть участь у створенні струму короткого замикання.

2. Визначаємо розрахунковий відносний опір по формулі:

$$x_{*б.розр} = x_{*б.рез.} \cdot \frac{S_{Г.Н.\sum}}{S_б} \;, \quad (2.41)$$

де $S_{Г.Н.\sum}$ - сумарна номінальна потужність всіх джерел, які приймають участь у створенні струму короткого замикання.

3. По розрахункових кривих, знаючи $x_{*розр}$, знаходимо відносний періодичний струм в даний моменту часу.

4. Визначаємо діюче значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання для будь-якого моменту часу.

$$I_{nt} = I_{*nt} \cdot I_б, \quad (2.42)$$

де $I_б$ - базисний струм, який дорівнює сумарному номінальному струму генераторів,розрахований при напрузі $U_{cp}(U_{cp} = U_б)$ того ступеню, де сталося КЗ, тобто:

$$I_б = I_{ном.Г.}\sum = \frac{S_{ном.Г}\sum}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} . \quad (2.43)$$

Але ми знаємо, що $S_{ном.Г\sum} = S_б$; $U_{cp} = U_б$, на підставі цього формулу (2.43) можна записати:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} . \quad (2.44)$$

5. Визначаємо ударний струм з умови, що КЗ відбулося на затискачах генератора.

$$i_y = 2{,}7 \cdot I_{nt}. \quad (2.45)$$

6. Визначаємо потужність КЗ

$$S_k = I_{*nt} \cdot S_{ном.Г\sum}$$

або (2.46)

$$S_k = I_{*nt} \cdot S_б.$$

Розрахункові криві побудовані до величини $x_{*розр} \leq 3$, якщо $x_{*розр} \geq 3$, то розрахунок струмів короткого замикання можна здійснювати як і для системи

необмеженої потужності, тому що при цьому мало виявляється розмагнічуюча дія реакції поля статора.

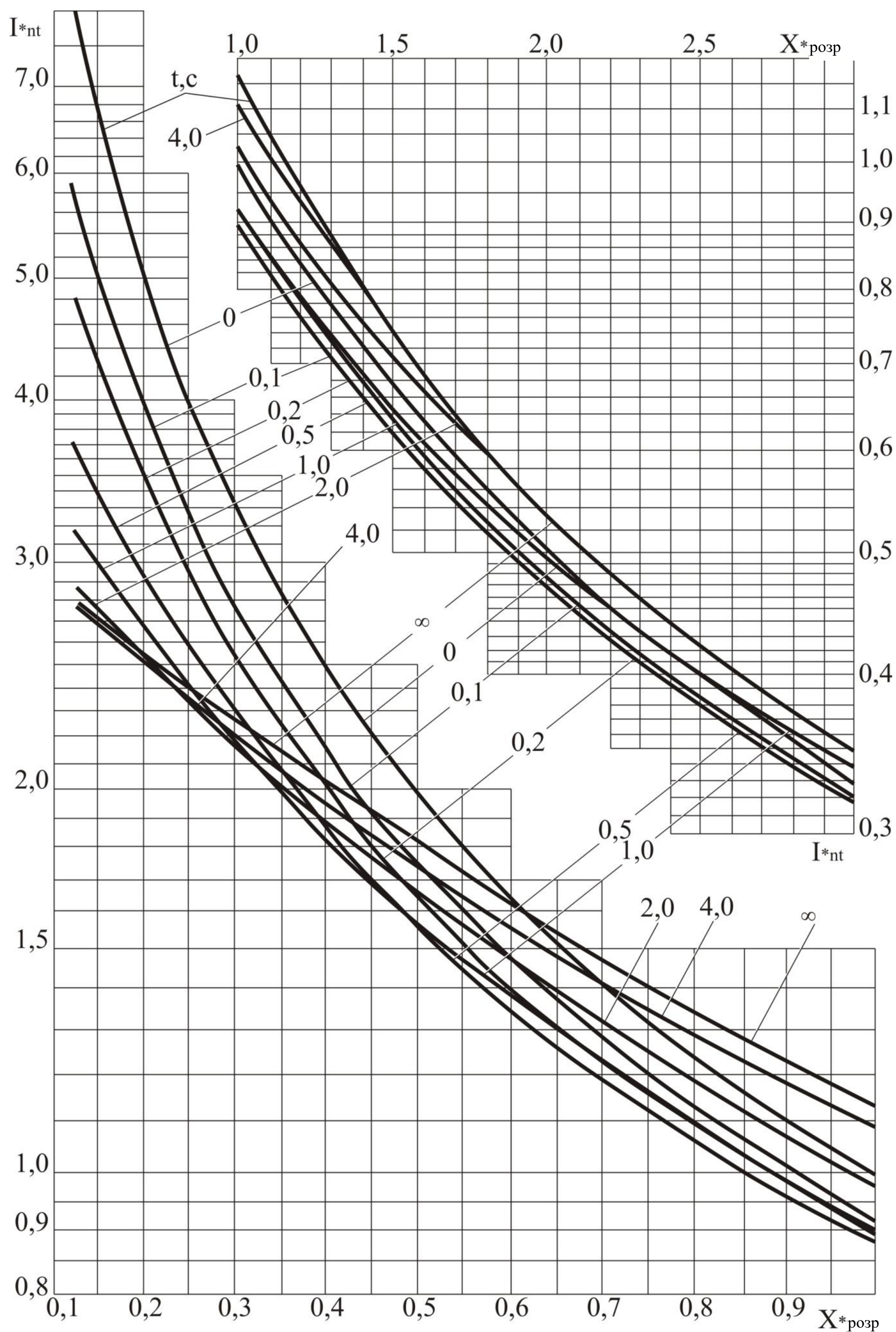


Рис. 2.6 Розрахункові криві

Для наближеного розрахунку періодичної складової струму короткого замикання в будь-який момент часу на протязі багатьох років широко застосовувався метод розрахункових кривих, який заснований на використанні спеціальних кривих залежності струму в місці короткого замикання від розрахункової реактивності схеми для різних моментів короткого замикання. В теперішній час розвиток енергетики України відбувається в основному за рахунок установки на електростанціях генераторів потужністю 300 – 1000 МВт з параметрами, які істотно відрізняються від параметрів тих генераторів, для яких були побудовані розрахункові криві. Зокрема, сучасні турбогенератори мають значно більший надперехідний опір, підвищені значення коефіцієнта потужності, кратності форсування збудження і швидкості наростання напруги на обмотці збудження при форсуванні. Крім того, в теперішній час всі потужні генератори з'єднуються з підвищувальними трансформаторами по блочній схемі. При цьому більша частина енергії, яка виробляється генераторами, передається споживачам при підвищених напругах (на генераторній напрузі споживається лише невелика частина енергії, яка витрачається в системі власних потреб електростанції). Таким чином, і розрахункова схема, покладена в основу згаданих вище розрахункових кривих, не відповідає сучасним умовам. Тому для розрахунку струмів короткого замикання в сучасних енергосистемах ці криві не можуть бути застосованими. Одним із сучасних методів, який враховує параметри сучасних синхронних машин і реальні умови їх роботи, є метод типових кривих.

Метод типових кривих - це наближений графоаналітичний метод розрахунку періодичного струму КЗ від сучасних турбо- та гідрогенераторів для довільного моменту перехідного процесу (рис. 2.7).

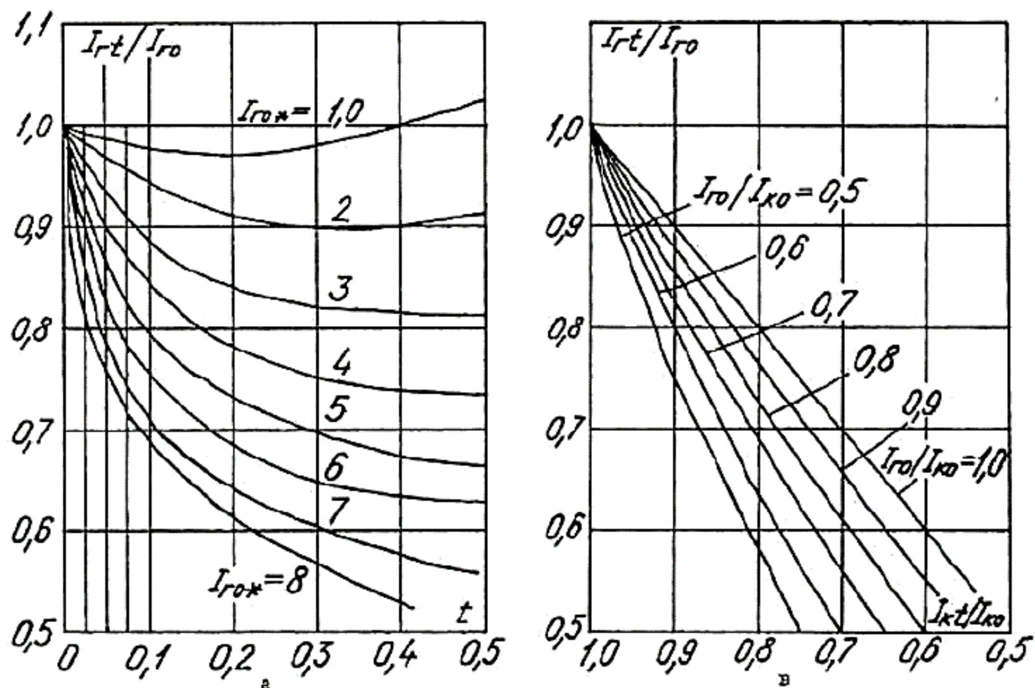


Рис.2.7 Типові криві для визначення періодичної складової струму КЗ

Цей метод заснований на використанні кривих зміни в часі відношення $I_{\Gamma t}/I_{\Gamma O}$ при різній віддаленості точки КЗ ($I_{\Gamma t}$, $I_{\Gamma O}$ – періодичні складові струму КЗ від генератора в довільний та початковий момент КЗ) [19].

Віддаленість точки КЗ від синхронного генератора характеризує відношення струму $I_{\Gamma O}$ до номінального струму генератора, тобто $I^*_{\Gamma O}=I_{\Gamma O}/I_{\Gamma.НОМ}$.

При цьому $I_{\Gamma.НОМ}$ визначається за фомулою:

$$I_{Г.НОМ} = P_{НОМ} /(\sqrt{3}\ U_{СР.К} \cdot cos\varphi_{НОМ}), \quad (2.47)$$

де $P_{НОМ}$ –номінальне значення потужності;

$U_{СР.К}$ – напруга тієї ступені, де знаходиться точка КЗ;

$cos\varphi_{НОМ}$ – коефіцієнт потужності генератора.

Якщо розрахункова схема має один генератор (чи кілька однотипних генераторів, що знаходяться в однакових умовах по відношенню до точки КЗ), струм КЗ у довільний момент часу необхідно розраховувати у наступному порядку:

1. Визначити початкове значення періодичної складової струму в точці КЗ від генератора (чи групи генераторів) і знайти відношення $I^*_{ГО} = I_{ГО}/I_{Г.НОМ}$. При наявності декількох генераторів для визначення $I_{НОМ}$ потрібно підставити в (2.47) сумарну потужність усіх генераторів.

2. По кривій $I_{Гt}/I_{ГО} = f(t)$, що відповідає знайденому значенню відношення $I_{ГО}/I_{Г.НОМ}$, для потрібного моменту часу t знайти відношення струмів $\gamma = I_{Гt}/I_{ГО}$

3. За знайденим значенням $I_{ГО}$ і γ визначити діюче значення періодичної складової струму КЗ від генератора чи групи генераторів у момент часу t: $I_{Гt} = I_{ГО} \cdot \gamma$. При наявності декількох груп різнотипних генераторів необхідно виділити кілька генераторних гілок.

2.7 ЕЛЕКТРОДИНАМІЧНА ДІЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

З курсу ТОЕ відомо, що системи провідників при протіканні струмів зазнають електродинамічного впливу, який супроводжується значними механічними напругами.

При однаковому напрямку струмів провідники притягаються, якщо струми прямують в протилежні напрямки, то відштовхуються (рис. 2.8).

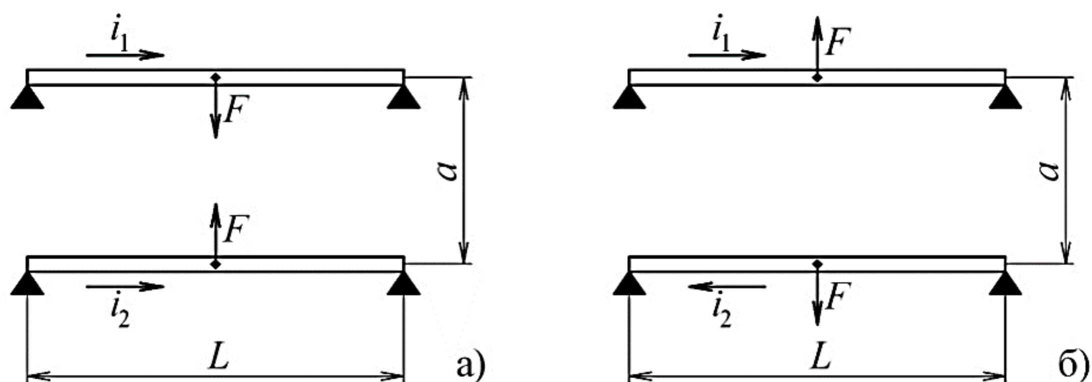


Рис. 2.8 Електродинамічна взаємодія між двома струмовідними частинами при однаковому напрямку струмів (а) та при зустрічному напрямку струмів (б)

Сила взаємодії струмів визначається по формулах, які витікають із закону Біо-Соварра. Для двох паралельних провідників довжиною L, розташованих на відстані a один від іншого, вона може бути знайдена з виразу:

$$F = k \cdot k_{\phi} \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{L}{a}, \quad (2.48)$$

де i_1 та i_2 - струми, А;

F - сила взаємодії струмів, Н;

k - коефіцієнт, який дорівнює $2{,}04 \cdot 10^{-7}$;

$k_ф$ - коефіцієнт форми, який враховує форму провідників, може дорівнювати одиниці для провідників круглого перерізу та для провідників різної форми, якщо відстань між ними буде більша периметра поперечного перерізу струмоведучої частини.

Припустимо, що $k_ф = 1$, маємо:

$$F = 2{,}04 \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-7}\text{, Н.} \tag{2.49}$$

Якщо $i = i_1 = i_2$, то формула (2.49) набере вигляду:

$$F = 2{,}04 \cdot \frac{i^2 \cdot L}{a} \cdot 10^{-7}\text{, Н.} \tag{2.50}$$

Якщо мати справу з трифазною системою (рис. 2.9 а – в), то формула (2.50) набере вигляду:

$$F = 2{,}04 \cdot k_1 \cdot \frac{i^2 \cdot L}{a} \cdot 10^{-7}\text{, Н,} \tag{2.51}$$

де: k_1, - коефіцієнт, який враховує не збігання максимумів (амплітуд) струмів трьох фаз, $k_1 = 0{,}865$ (рис. 2.9, г);

L - відстань між ізоляторами шинної конструкції (проліт).

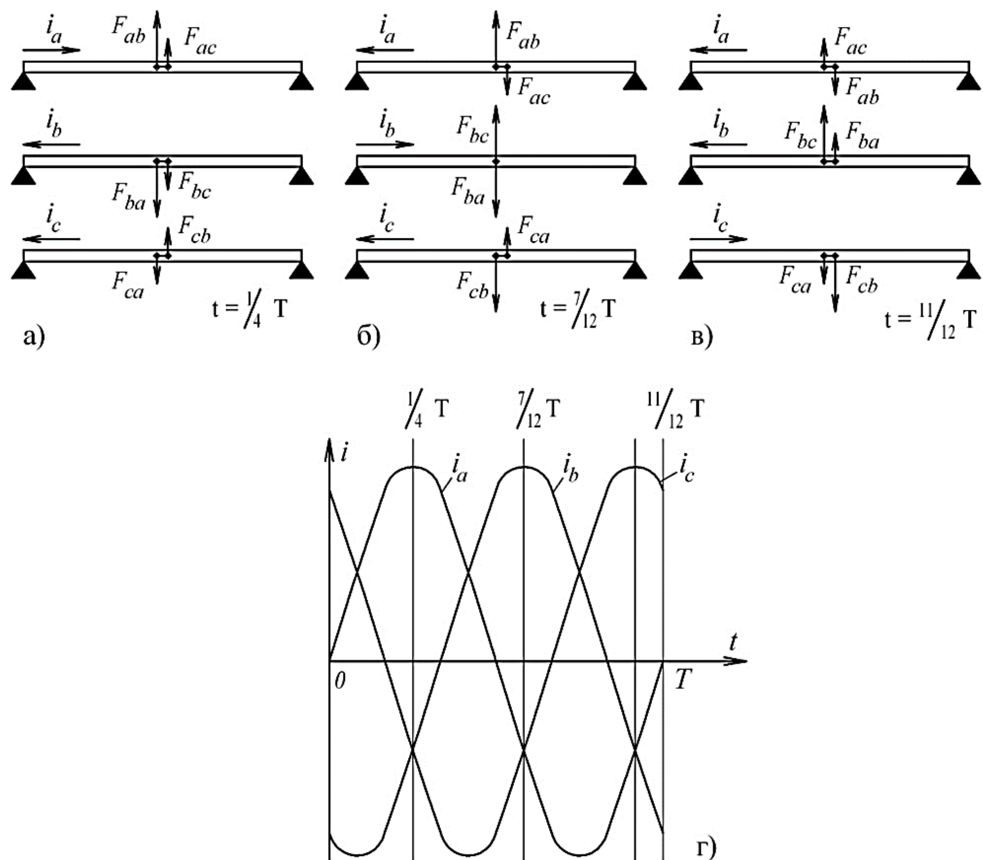


Рис. 2.9 Електродинамічна взаємодія у трифазній системі провідників; а – в – сили взаємодії для різних моментів періоду; г – криві зміни струмів у фазах

Для випадку трифазного короткого замикання в формулі (2.51) замінимо струм i ударним струмом i_yта k_1 на його значення. Маємо:

$$F \ = 1{,}76 \cdot \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot L}{a} \cdot 10^{-7}, \text{Н} \tag{2.52}$$

Як видно з рис. 2.10, при трифазній системі в найбільш важких умовах опиняється середня шина (фаза В) тому, що вона опиняється під впливом магнітних полів двох фаз. Тому всі подальші міркування будуть здійснюватись відносно цієї фази.

Найбільший згинаючий момент, діючий на шину, при числі прольотів $n > 2$ визначається по формулі:

$$M = \frac{F \cdot L}{10}, \text{Н·м.} \tag{2.53}$$

Після перетворення, маємо:

$$M = \frac{F \cdot L}{10} = \frac{1{,}76 \cdot \frac{i_y^2 \cdot L}{a} \cdot L}{10} \cdot 10^{-7} = 1{,}76 \cdot \frac{i_y^2 \cdot L^2}{a} \cdot 10^{-8} \tag{2.54}$$

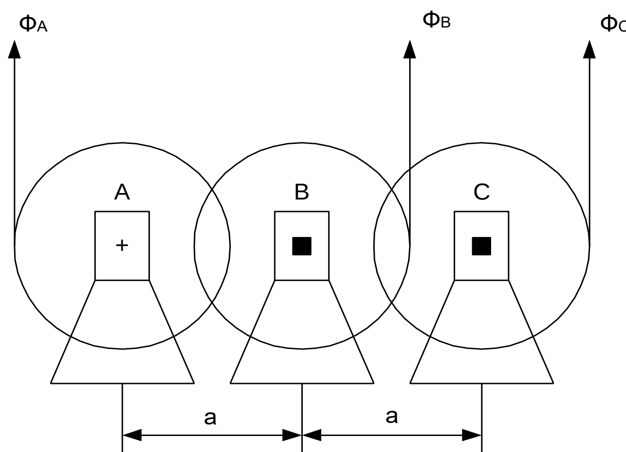


Рис. 2.10 Трифазна система

Найбільша розрахункова напруга в матеріалі шин дорівнює:

$$\sigma_{\text{розр}} \ = \frac{\text{M}}{W} \cdot, \text{МПа} \tag{2.55}$$

де W - момент опору перерізу шини відносно до головної вісі інерції, яка перпендикулярна площині розташування шини, см^3.

Формулу (2.55) можна записати по- іншому, тобто:

$$\sigma_{\text{розр}} \ = 1{,}76 \cdot \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot L^2}{a \ \cdot W} \cdot 10^{-8}, \text{МПа} \tag{2.56}$$

де: i_y - ударний струм, кА;
L - відстань між ізоляторами шинної конструкції (проліт), м;
a - відстань між шинами, м;
W - момент опору, см^3.

Для практичних розрахунків можна користуватися формулою

$$\sigma_{\text{розр}} = 17{,}6 \cdot \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot L^2}{a \cdot W}\text{, МПа} \quad (2.57)$$

Формула (2.57) враховує всю різноманітність розмірностей всіх елементів, які входять до формули (2.56).

Основні формули для визначення моментів інерції та моментів опору наведені в табл. 2.4 [10] та табл. 11.6 [13].

Шини будуть механічно стійкими, якщо:

$$\sigma_{разр} \leq \sigma_{доп}, \quad (2.58)$$

де: $\sigma_{доп}$ - допустима механічна напруга в матеріалі шин.

У сучасних умовах для монтажу жорсткої ошиновки використовують жорсткі прямокутні шини з алюмінію, марки АДО, для яких $\sigma_{доп} = 40$ МПа, з алюмінієвого сплаву АД31Т ($\sigma_{доп} = 75$ МПа), АД31Т1, для яких $\sigma_{доп} = 90$ МПа.

Під **електродинамічною стійкістю** розуміють звичайну здатність апаратів чи провідників витримувати механічні зусилля, які виникають при протіканні струмів короткого замикання без деформації, перешкоджаючих їх подальшій нормальній роботі.

Для електричних апаратів у каталогах задається миттєве значення струму електродинамічної стійкості $i_{дин}$ (чи $i_{найб.кр.}$ - найбільший крізний струм), який повинен бути більшим за розрахунковий ударний струм трифазного короткого замикання.

2.8 ТЕРМІЧНА ДІЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрізняють нормальний режим роботи та аварійний режим роботи електроустановок, який відрізняється від нормального [10]. При протіканні струму КЗ температура провідника підвищується. Тривалість процесу КЗ звичайно мала (в межах кількох секунд). Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що може призвести до плавлення ізоляції, деформації струмоведучих частин та іншого. Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат можна вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимих значень.

Визначити температуру нагріву провідника в процесі КЗ можна наступним шляхом. При КЗ за час dt в провіднику виділиться певна кількість тепла. Тобто:

$$dQ = I_{kt}^2 \cdot r_\tau \cdot dt, \quad (2.59)$$

де I_{kt}- діюче значення повного струму КЗ в момент t;
r_τ - активний опір провідника при його даній температурі τ.

$$r_\tau = \rho_0 \cdot (1 + \alpha\tau) \cdot \frac{L}{q} \quad , \quad (2.60)$$

де ρ_0 - питомий активний опір провідника при $0^{\circ}C$;
L - довжина провідника;
q - переріз провідника;
α - температурний коефіцієнт опору.

Практично все тепло йде на нагрів провідника:

$$dQ = G \cdot c_\tau \cdot d\tau, \quad (2.61)$$

де G - маса провідника;

c_τ - питома теплоємність матеріалу провідника при температурі τ.

$$c_\tau = c_0 \cdot (1 + \beta \cdot \tau), \quad (2.62)$$

де c_0 - теплоємність провідника при $0^0 C$;

β - температурний коефіцієнт теплоємності.

Відомо, що:

$$G = \gamma \cdot L \cdot q, \quad (2.63)$$

де γ - густина матеріалу провідника.

Таким чином, процес нагріву при КЗ визначається рівнянням:

$$I_{kt}^2 \cdot r_\tau \cdot dt = G \cdot c_\tau \cdot d\tau, \quad (2.64)$$

Після підстановки у рівняння (2.63) розвернутих значень формул (2.60), (2.62), (2.63) і перегрупування членів, маємо:

$$\frac{1}{q^2} \cdot I_{kt}^2 \cdot dt = \frac{\gamma \cdot c_0 \cdot (1 + \beta\tau)}{\rho_0 \cdot (1 + d\tau)} \cdot d\tau \quad (2.65)$$

Проінтегруємо рівняння відповідно до змінних; ліву частину рівняння від 0 до $t_{вим.}$. (час вимкнення), а праву частину - від $\tau_П$ до τ_k (початкова та кінцева температури при КЗ).

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{вим}} I_{kt}^2 dt = \int_{\tau_П}^{\tau_k} \gamma \cdot \frac{c_0 \cdot (1 + \beta\tau)}{\rho_0 \cdot (1 + d\tau)} \cdot d\tau \,. \quad (2.66)$$

Позначимо $\int_0^{t_{вим}} I_{kt}^2 dt = B_k$ - імпульс квадратичного струму (тепловий імпульс), пропорційний щільності тепла, яке виділилося струмом КЗ у провіднику (інтеграл Джоуля).

Після необхідних математичних перетворювань маємо:

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{вим} + T_a) \text{ кА}^2\cdot\text{с}, \quad (2.67)$$

де I_n - періодичний розрахунковий струм трифазного КЗ, кА;

$t_{вим}$ - час вимкнення (час дії струму КЗ), с;

T_a - постійне затухання аперіодичної складової (для практичних розрахунків $T_a = 0{,}05$ с).

Час вимкнення (час дії струму КЗ) $t_{вим}$ дорівнює:

$$t_{вим} = t_{вл.р.} + t_{р.з.} + t_{вл.в.}, \text{ с}, \quad (2.68)$$

де $t_{вл.р.}$ - власний час спрацьовування релейного захисту (для практичних розрахунків $t_{вл.р.} = 0{,}1$ с);

$t_{р.з.}$ - час витримки спрацьовування релейного захисту (визначається по карті селективності релейного захисту), с;

$t_{вл.в.}$ - власний час вимкнення вимикача з приводом (для практичних розрахунків $t_{вл.а.}$ = 0,1 с).

На підставі вище наведеного, формула (2.68) набере вигляду:

$$t_{вим} = 0{,}1 + t_{р.з.} + 0{,}1 = 0{,}2 + t_{р.з.}. \quad (2.69)$$

А формула (2.67) набере вигляду:

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{вим} + T_a) = I_n^2 \cdot (0{,}2 + t_{р.з.}) + T_a, \text{ кА}^2\text{·с}. \quad (2.70)$$

При приблизних розрахунках мінімальний переріз провідника, виходячи з умов термічної стійкості, визначається за формулою:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}\ , \text{мм.}^2 \quad (2.71)$$

де С - коефіцієнт, значення якого наведено в табл. 2.7

Провідник буде термічно стійким, якщо виконується умова:

$$q \geq q_{min}, \quad (2.72)$$

де q_{min}- мінімальний переріз провідника по умовах термічної стійкості, мм^2;
q - вибраний по каталогу переріз, мм^2.

Для електричних апаратів у каталогах наводяться номінальні значення термічної стійкості струму I_T та часу t_T. Апарат буде термічно стійким при виконанні умови:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (2.73)$$

Таблиця 2.7 – Допустимі температури нагріву шин та кабелів тривалими робочими та короткочасними струмами КЗ.

Вид провідника	$\tau_{доп.}$°C	$\tau_{макс.}$°C	C, $\frac{кА·с^{\frac{1}{2}}}{мм^4}$
Шини: - мідні; - алюмінієві; - сталеві.	 +70 +70 +70	 300 200 300	 0,171 0,088 0,06
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією на напругу в кВ: 3 6 10 20 та 35	 +80 +65 +60 +50	 200 200 200 125	 0,141/0,085 0,141/0,085 0,141/0,085 0,141/0,085
Кабелі та ізольовані провода з ізоляцією: - полівінхлоридною (ПВХ) та гумовою; - поліетиленовою.	 +55 +55	 150 120	 0,141/0,075 0,094/0,065

Примітка

У графі коефіцієнт С – чисельник – для кабелів з мідними жилами, знаменник – з алюмінієвими.

2.9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В УСТАНОВКАХ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

Особливість розрахунку струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В полягає в тому, що вони зазвичай живляться від знижуючих трансформаторів потужністю не більше 1000 кВА, які мають значні опори, тобто трансформатори значною мірою впливають на обмеження струмів КЗ. Опори самого трансформатора та приєднаного до його вторинної обмотки кола є настільки великими, що при КЗ в мережі 0,13-0,40 кВ напруга на первинному боці знижується на незначну величину.

Ця обставина дає можливість спростити розрахунок струмів КЗ – розглядати в розрахунковій схемі тільки опори самого трансформатора та елементів на його вторинному боці, а опори елемента з первинного боку трансформатора не враховувати. Порядок розрахунку аналогічний порядку розрахунку струмів КЗ з використанням системи відносних одиниць.

Розрахунок починається зі складання розрахункової схеми, на якій вказується всі елементи, опори яких необхідно врахувати в розрахунку.

По розрахунковій схемі складають еквівалентну схему заміни, на якій вказують активні та реактивні опори елементів кола КЗ.

Користуючись вихідними даними, розраховують величини опорів. Складаючи окремо активні та реактивні складові опорів, визначають сумарний активний R_Σ, індуктивний X_Σ та повний Z_Σ опори кола КЗ.

$$Z_\Sigma = \sqrt{{R_\Sigma}^2 + {X_\Sigma}^2} \tag{2.74}$$

Визначають діюче значення струму КЗ.

$$I_K = \frac{U_{сер.}}{\sqrt{3} Z_\Sigma} \tag{2.75}$$

Згідно одержаного значення $I_к$ визначають ударний струм

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K \tag{2.76}$$

Ударний коефіцієнт приблизно для трансформаторів з $S_н$=100÷400 кВА можна прийняти $К_у$=1,2; для трансформаторів з $S_н$=630÷1000 кВА можна прийняти $К_у$=1,3.

Більш точне значення ударного коефіцієнта можна одержати, користуючись формулою (2.8), Тобто:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \tag{2.77}$$

де $T_a = \frac{X_\Sigma}{3{,}14 R_\Sigma}$ – постійна часу кола КЗ.

2.10 НЕСИМЕТРИЧНІ КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ

2.10.1. Загальні положення методу розрахунку

При несиметричних коротких замиканнях струми у фазах мають різну величину при різних кутах зрушення між ними. Несиметричними є також і падіння напруги, які створюються цими струмами. Основними видами несиметричних коротких замикань є двофазне та однофазне коротке замикання, а також двофазне коротке замикання на

землю, тобто замикання між двома фазами з одночасним замиканням тієї ж точки на землю. Однофазні короткі замикання та двофазні короткі замикання на землю можливі тільки у мережах з нейтралями, які заземлюються наглухо або через відносно малі індуктивні опори (реактори), тобто практично у мережах напругою 110 кВ та вище, однофазні короткі замикання можливі також у чотирьохпровідних мережах напругою 380/220 В та 220/127 В (між фазним та нульовим проводами). Струми та напруги несиметричних коротких замикань найбільш просто визначаються за допомогою **методу симетричних складових**, сутність якого міститься у наступному:

Будь яку несиметричну трифазну систему величин (струмів, напруг, магнітних потоків та інше) можна однозначно розкласти на три симетричні системи величин, які відрізняються одна від одної величиною та послідовністю (порядком) чергування фаз.

Ці симетричні складові системи величин мають назву прямої (позитивної), зворотної (негативної) та нульової послідовності.

Система прямої послідовності має порядок чергування фаз *A*, *B*, *C*, а система зворотної послідовності – відповідно зворотній порядок, тобто *A*, *C*, *B*. Система нульової послідовності складається з трьох однакових величин, які співпадають по фазі (рис. 2.11).

Величини симетричних систем прямої, зворотної та нульової послідовності прийнято позначати індексами відповідно 1, 2 та 0.

В практичних розрахунках струмів та напруг при коротких замиканнях виходять з рівності опорів фаз, тобто з симетричного виконання фаз трифазного кола.

У таких симетричних колах закони Ома та Кірхгофа можна застосовувати окремо до кожної складової симетричної системи величин, а це значно спрощує всі розрахунки. Значною перевагою методу симетричних складових є те, що він призводить розрахунок струмів та напруг при несиметричних коротких замиканнях до простого розрахунку цих величин при умовному (фіктивному) трифазному короткому замиканні.

Тому все, що відносилося до розрахунку струмів та напруг при трифазному короткому замиканні використовується також при розрахунку цих величин, при несиметричних замиканнях.

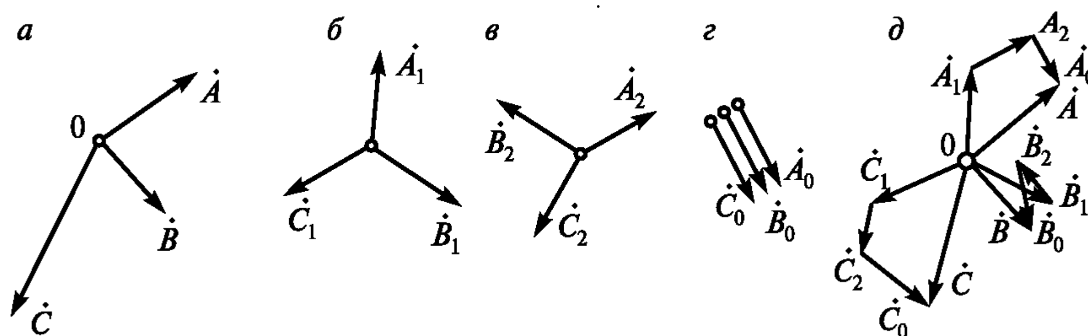


Рис. 2.11 Несиметрична система трьох векторів та їх симетричні складові

2.10.2. Основи методу симетричних складових

З вище наведеного нам відомо, що будь-яку несиметричну систему векторів *A*, *B* та *C* (рис. 2.11, а) можна однозначно замінити трьома симетричними системами векторів прямої A_1, B_1, C_1, зворотної A_2, B_2, C_2 та нульової A_o, B_o, C_o послідовностей (рис. 2.11, б – г). Відповідно цьому кожний з заданих несиметричних векторів *A*, *B*, *C* можна показати у вигляді геометричної суми трьох його симетричних складових прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис. 2.11, д).

$$\left.\begin{aligned} \dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_o \\ \dot{B} &= \dot{B}_1 + \dot{B}_2 + \dot{B}_o \\ \dot{C} &= \dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{C}_o \end{aligned}\right\} \quad (2.78)$$

З теоретичної електротехніки відомо, що множення будь-якого вектора на комплексне число

$$a = e^{j\ 120^o} = cos\ \ 120^o + j\,sin\ \ 120^o = -\frac{1}{2} + \ j\ \frac{\sqrt{3}}{2}$$

рівнозначно повороту цього вектора на кут 120^o у позитивному напрямку обертання векторів, тобто проти напрямку обертання годинникової стрілки. Це комплексне число, яке називають **оператором фази, оператором повороту або фазним множувачем.** Воно є вектором, модуль якого дорівнює одиниці, а аргумент 120^o.

Множення вектора на

$$a^2 = e^{j\ 240^o} = -\frac{1}{2} - \ j\ \frac{\sqrt{3}}{2}$$

відповідає повороту його на 240^o у позитивному напрямку обертання векторів.

Користуючись оператором фази, можна вектори симетричних складових виразити через вектори будь-якої однієї фази, яку приймають за основну, наприклад через вектори фази *A*:

- для векторів прямої послідовності:

$$\dot{B}_1 = a^2 \cdot \dot{A}_1\ \ ;\ \ \dot{C}_1 = a \cdot \dot{A}_1\ ; \quad (2.79)$$

- для векторів зворотної послідовності:

$$\dot{B}_2 = a \cdot \dot{A}_2\ ;\ \dot{C}_2 = a^2 \cdot \dot{A}_2\ ; \quad (2.80)$$

- для векторів нульової послідовності:

$$\dot{A}_o = \dot{B}_o = \dot{C}_o \quad (2.81)$$

Підставляючи ці значення у рівняння (2.78) маємо:

$$\left.\begin{aligned} \dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_o \\ \dot{B} &= a^2\dot{A}_1 + a\ \dot{A}_2 + \dot{A}_o \\ \dot{C} &= a\ \dot{A}_1 + a^2\dot{A}_2 + \dot{A}_o \end{aligned}\right\} \quad (2.82)$$

Таким чином, при використанні методу симетричних складових достатньо визначити значення симетричних складових тільки для однієї фази, наприклад *A*, за якою вже не важко визначити симетричні складові для двох інших фаз, а також повні значення відповідних фазних величин.

У результаті спільного рішення рівнянь (2.82) маємо наступні формули, які дозволяють визначити симетричні складові фази *A*, що прийнята за основну:

$$\left.\begin{aligned} \dot{A}_1 &= \frac{1}{3}\left(\dot{A} + a\dot{B} + a^2\dot{C}\right) \\ \dot{A}_2 &= \frac{1}{3}\left(\dot{A} + a^2\dot{B} + a\dot{C}\right) \\ \dot{A}_o &= \frac{1}{3}\left(\dot{A} + \dot{B} + \dot{C}\right) \end{aligned}\right\} \quad (2.83)$$

Керуючись цими виразами, неважко графічним шляхом визначати симетричні складові будь-якої системи векторів.

Геометрична сума величин прямої послідовності дорівнює нулю:

$$\dot{A}_1 + \dot{B}_1 + \dot{C}_1 = \dot{A}_1 + a^2\dot{A}_1 + a\ \dot{A}_1 = \dot{A}_1(\ 1 + a + a^2) = 0,\ \text{тому що}$$

$$1 + a + a^2 = 1 - \frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} - j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0$$

Це ж відноситься й до геометричної суми величин зворотної послідовності. Таким чином, системи величин прямої та зворотної послідовності не тільки симетричні, а й врівноважені.

У протилежність цьому симетрична система величин нульової послідовності не є врівноваженою, тому що:

$$\dot{A}_o + \dot{B}_o + \dot{C}_o = 3\ \dot{A}_o \neq 0 \qquad (2.84)$$

Всі наведені рівняння справедливі для струмів та напруг при несиметричних режимах трифазних установок.

При будь-якому несиметричному замиканні фази на землю (на нульовий провід) система фазних напруг має складові нульової послідовності. У протилежність цьому система міжфазних напруг завжди є врівноваженою системою і складових нульової послідовності ніколи не має. Відповідно до (2.84) геометрична сума неврівноваженої системи струмів дорівнює потрійному струму нульової послідовності, який тече у землі (нульовому проводі) на певній ділянці мережі.

Несиметричні струми, які протікають через однакові опори кола, створюють несиметричні падіння напруги у фазах, які можуть бути розкладені на симетричні складові. При цьому струм кожної послідовності створює падіння напруги тієї ж послідовності.

2.10.3 Опори прямої, зворотної та нульової послідовності

У симетричних трифазних колах можна прийняти, що взаємопов'язані струми, напруги та опори тільки однієї послідовності та симетричні складові діють незалежно. При розрахунку струмів несиметричних КЗ, як й у випадку трифазного КЗ, якщо $R_{\Sigma} \leq$ ⅓ x_{Σ}, активний опір кола КЗ R_{Σ} не враховують.

При трифазному КЗ мають місце опори, струми та напруги прямої послідовності, тобто опори прямої послідовності (ОПП) будь-якого елемента кола КЗ відповідають його опору при трифазному КЗ ($x_{1\Sigma} = x_{\Sigma}$).

Опори зворотної послідовності (ОЗП) елементів короткозамкненого кола, у яких взаємна індукція між фазами не залежить від порядку чергування фаз (повітряні та кабельні лінії, реактори, трансформатори), дорівнюють ОПП ($x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$). Схеми прямої та зворотної послідовності створюються аналогічно схемам трифазного КЗ та всі перетворення розрахункової схеми трифазного КЗ можна застосовувати до схем прямої та зворотної послідовностей.

Система струмів, напруг та опорів нульової послідовності (ОНП) суттєво відрізняється від систем прямої та зворотної послідовностей, тому що струми нульової послідовності (СНП) протікають по шляхам, які відрізняються від шляхів протікання струмів трифазного КЗ. СНП протікають по трьом фазам та повертаються через землю, заземлені троси повітряних ліній, металеві оболонки кабелів та тому подібне.

При складанні схем нульової послідовності необхідно перш за все встановити можливі контури протікання СНП. Для створення таких контурів необхідно у колі, яке електрично пов'язане з місцем короткого замикання, мати заземлені нейтралі. При

кількох заземлених нейтралах, електрично пов'язаних між собою, СНП розгалужуються між ними.

Схему нульової послідовності починають складати від точки КЗ, припускаючи, що у неї три фази замкнені накоротко. Кінці елементів схеми, через які повертаються СНП, мають потенціал землі, тому їх можна об'єднувати в одну загальну точку, яка є початком схеми нульової послідовності. Кінцем цієї схеми рахують точку КЗ.

ОНП трансформаторів залежить від їх конструкції, схеми з'єднання обмоток, режиму заземлення нейтралі та наявності заземлених нейтралей у інших трансформаторів розрахункової схеми. Якщо напруга нульової послідовності (ННП) прикладена до обмоток, які з'єднані у зірку без заземлення нейтралі або з'єднані у трикутник, то в таких обмотках СНП не виникають, а ОНП дорівнюють нескінченності ($x_{\text{от}} = \infty$). Кінцеве значення $x_{\text{от}}$ може бути тільки при прикладенні ННП з боку обмотки трансформатора, яка з'єднана у зірку з заземленою нейтраллю або нульовим проводом. Для всіх трансформаторів незалежно від типу та конструкції при з'єднанні обмоток по схемі ⅄/△ або ⅄/⅄ ОНП дорівнює ОПП, тобто $x_{\text{от}} = x_{1m}$.

ОНП реакторів внаслідок малої взаємоіндукції між фазами можна в практичних розрахунках приймати рівним ОПП, тобто $x_{\text{ор}} = x_{1\text{р}}$.

ОНП повітряних ліній визначити точно дуже важко, тому що він залежить від вірного врахування провідності землі, параметрів металевих споруд, по яким протікають СНП та інших факторів. За звичай ОНП ліній в практичних розрахунках визначається за наведеними нижче середніми величинами опорів 1км повітряних ліній (при $x_{01} = x_{02} = 0{,}4$ Ом/км).

Для ліній без тросів або зі сталевими тросами:

одноланцюгових –$x_{00} = 1{,}4$ Ом/км;
двохланцюгових –$x_{00} = 2{,}2$ Ом/км;

Для ліній з тросами, з металу що добре проводить:

одноланцюгових –$x_{00} = 0{,}8$ Ом/км;
двохланцюгових –$x_{00} = 1{,}2$ Ом/км.

Індекс 00 опору x_{00} вказує на питомий ОНП.

ОНП кабельних ліній у приблизних розрахунках можна приймати по відношенню до ОПП $x_{\text{ок}} = (3{,}5 \div 4{,}6)\ x_{10}$.

Генератори у схему нульової послідовності не входять, тому що їх нейтралі, як правило, не заземлюються.

Результуючий опір комплексної схеми заміщення, за величиною якого розраховується струм прямої послідовності, визначається по формулі:

$$x_{n\Sigma}^{(n)} = x_{1\Sigma} + x_{\partial o\partial}^{(n)}, \tag{2.85}$$

де $x_{1\Sigma}$ – результуючий опір прямої послідовності до точки КЗ;

$x_{\partial o\partial}^{(n)}$ – додатковий опір, величина якого залежить від виду КЗ та визначається результуючими ОЗП $x_{2\Sigma}$ та ОНП $x_{0\Sigma}$ (табл. 2.6);

(n)– умовне позначення виду КЗ.

Величина струму прямої послідовності у точці КЗ визначається з виразу:

$$I_{1\text{к}}^{(\text{n})} = \frac{U_{\text{сер}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{к}\Sigma}^{(\text{n})}} \tag{2.86}$$

Абсолютна величина струму при будь-якому виді КЗ пропорційна СПП $I_{1\kappa}^{(n)}$ та визначається з виразу:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{1к}^{(n)}, \quad (2.87)$$

де $m^{(n)}$– коефіцієнт пропорційності, який залежить від виду КЗ (табл. 2.6).

Величина струму прямої послідовності у точці КЗ визначається з виразу:

$$I_{1к}^{(n)} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot x_{к\Sigma}^{(n)}} \quad (2.88)$$

Абсолютна величина струму при будь-якому виді КЗ пропорційна СПП $I_{1\kappa}^{(n)}$ та визначається з виразу:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{1к}^{(n)}, \quad (2.89)$$

де $m^{(n)}$– коефіцієнт пропорційності, який залежить від виду КЗ (табл. 2.6).

Величина струму прямої послідовності у точці КЗ визначається з виразу:

$$I_{1к}^{(n)} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot x_{к\Sigma}^{(n)}} \quad (2.90)$$

Абсолютна величина струму при будь-якому виді КЗ пропорційна СПП $I_{1\kappa}^{(n)}$ та визначається з виразу:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{1к}^{(n)}, \quad (2.91)$$

де $m^{(n)}$– коефіцієнт пропорційності, який залежить від виду КЗ (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Значення $x_{дод}^{(n)}$ та $m^{(n)}$ для різних видів КЗ

Вид КЗ	Індекс КЗ (n)	$x_{дод}^{(n)}$	$m^{(n)}$
Трифазне	(3)	0	1
Двофазне	(2)	$x_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Однофазне	(1)	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	3
Подвійне на землю	(1+1)	$\frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}}$

2.10.4 Спрощений метод розрахунку струмів двофазного короткого замикання

При розрахунку струмів трифазного КЗ визначалися найбільші струми КЗ в одній з трьох фаз, тому що у всі вирази підставляли відносні опори, струми та напруги, які відносяться до однієї фази. При двофазному КЗ необхідно враховувати відносні опори обох фаз, які приймають участь у режимі КЗ.

Початковий зверхперехідний струм трифазного та двофазного КЗ можна приблизно визначити за формулами:

$$I''^{(3)} = \frac{U_{\text{сер}}}{\sqrt{3}\left(x''_d + x_{3B}\right)} \qquad \text{та} \qquad I''^{(2)} = \frac{U_{\text{сер}}}{2\left(x''_d + x_{3B}\right)}, \tag{2.92}$$

де $U_{\text{сер}}$– середня лінійна напруга;
x''_d – відносний зверхперехідний опір генератора;
x_{3B} – індуктивний опір зовнішнього кола КЗ.

Відношення зверхперехідних струмів трифазного та двофазного КЗ:

$$\frac{I''^{(3)}}{I''^{(2)}} = \frac{\dfrac{U_{\text{сер}}}{\sqrt{3}\left(x''_d + x_{3B}\right)}}{\dfrac{U_{\text{сер}}}{2\left(x''_d + x_{3B}\right)}} = \frac{2}{\sqrt{3}}$$

або

$$I''^{(3)} = 1{,}15\ I''^{(2)} \qquad \text{та} \qquad I''^{(2)} = 0{,}87\ I''^{(3)} \tag{2.93}$$

Тому, що струм i_y пропорційний I'', то й значення ударних струмів трифазного та двофазного КЗ мають таке ж співвідношення:

$$i_y^{(3)} = 1{,}15\ i_y^{(2)} \qquad \text{та} \qquad i_y^{(2)} = 0{,}87\ i_y^{(3)} \tag{2.94}$$

При КЗ на затискачах генератора співвідношення сталих струмів трифазного та двофазного КЗ:

$$\frac{I_\infty^{(3)}}{I_\infty^{(2)}} = \frac{1}{1{,}5} \qquad \text{або} \qquad I_\infty^{(3)} = 0{,}67\, I_\infty^{(2)} \tag{2.95}$$

Співвідношення (2.94) отримано на підставі співвідношення сил, що намагнічують, реакції статора при трифазному та двофазному КЗ. При КЗ у віддаленій точці мережі (при $x_{*\text{рез}} > 3$), де $I_\infty = I''$, співвідношення між сталими струмами КЗ буде:

$$\frac{I_\infty^{(3)}}{I_\infty^{(2)}} = \frac{I''^{(3)}}{I''^{(2)}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \qquad \text{або} \qquad I_\infty^{(3)} = 1{,}15\, I_\infty^{(2)} \tag{2.96}$$

2.11 ЗАСОБИ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КЗ

За останні десятиліття струми КЗ в електричних системах значно зросли. Виникла необхідність заміни устаткування електроустановок, яке не відповідає зрослому струму КЗ. У багатьох випадках електроустаткування й перетин кабелів електромережі доводиться вибирати не за умовами нормального режиму роботи, а виходячи із забезпечення стійкості роботи їх при коротких замиканнях. Заміна устаткування, застосування устаткування й кабелів, розрахованих на більші струми, приводить до значних витрат. У деяких випадках струми КЗ можуть бути настільки великі, що взагалі виявляється ускладненим або навіть неможливим вибір устаткування й кабелів, стійких при КЗ.

У потужних електроустановках застосовують штучні засоби обмеження струмів КЗ, що дозволяє застосовувати більш дешеве електроустаткування. У загальному випадку обмеження струмів КЗ досягається методами, пов'язаними зі здійсненням роздільної роботи джерел живлення або збільшенням опору кола КЗ шляхом відмови від

паралельної роботи елементів мережі (пасивні засоби), або шляхом включення послідовно в коло спеціальних струмообмежуючих реакторів (активні засоби).

Реактори призначені для обмеження струмів КЗ, а також дозволяють підтримувати на шинах певний рівень напруги при ушкодженнях за реакторами.

Основна область використання реакторів – електричні мережі напругою 6 – 10 кВ.

Найбільше поширення одержали бетонні реактори з алюмінієвою обмоткою типу РБ.

Бетонний реактор з сухою ізоляцією являє собою однофазну індуктивну котушку, яка не має осердя з магнітного матеріалу. Завдяки цьому він має великий постійний індуктивний опір, який не залежить від значення струму, що тече через нього. Реактори вмикаються послідовно у всі три фази.

Обмотка реактора виконується з багатожильного ізольованого алюмінієвого проводу.Вона намотується на спеціальний каркас, а потім у певних місцях заливається бетоном. Бетон утворює колони, які закріплюють витки обмотки, що запобігає їх зсуву під дією власної маси та електродинамічних зусиль при протіканні струмів КЗ.

Ізоляція реактора від заземлених конструкцій, а при вертикальному встановленні і від сусідніх фаз, виконується за допомогою опорних фарфорових ізоляторів. Бетонні реактори, як правило, випускаються на номінальний струм до 4000 А та виготовляються для вертикального, горизонтального та встановлення уступом.

Реактори можуть встановлюватись між секціями шин розподільних установок (секційні), на кабельних лініях, які відходять від шин (лінійні), а також в згладжувальних пристроях тягових підстанцій (фільтрові). На повітряних лініях реактори не встановлюються через великий індуктивний опір ліній.

Позначення реакторів складається з літер та цифр.

Літери: **Р** – реактор; **Б** – бетонний; **БД** – бетонний з дуттям; **С** – здвоєний, **Н** – для зовнішнього встановлення; **Г** - горизонтальне встановлення фаз; **У** – встановлення фаз уступом (уніфікований), відсутність **Г** та **У** – вертикальне встановлення фаз, **Ф** – фільтровий.

Перша цифра - клас напруги, кВ;

Друга цифра - номінальний струм, А;

Третя цифра: номінальний індуктивний опір, Ом.

Для розподільних установок використовують в основному бетонні реактори з повітряним охолодженням без осердя. Кожна фаза трифазного реактора (рис. 2.12, б) намотується з гнучкого алюмінієвого чи мідного проводу 1, який закріплюють у бетонних колонках 2. Колонки фаз одна від іншої та від землі ізолюються опорними ізоляторами 3.

Крім того на тягових підстанціях постійного струму застосовуються триблочні реактори. Реактор для згладжувальних пристроїв підстанції постійного струму зображений на рис. 2.12, а, де: 1 - провід; 2 - бетонні колонки; 3 - ізолятори.

Пасивні методи обмеження струмів КЗ не пов'язані з додатковими капітальними витратами й зводяться до відмови від паралельної роботи генераторів електростанцій, що знижують трансформаторів підстанцій, ліній живильної електромережі й застосуванню трансформаторів з розщепленими обмотками. Однак при цьому губиться перевага спільної роботи: надійність електропостачання; зниження втрат електроенергії й т.д. У цей час набув застосування автоматичний розподіл системи при КЗ. Такий розподіл дозволяє обмежити струм КЗ, зберігаючи при цьому переваги спільної роботи станції в енергосистемі в нормальних умовах. Із цією метою передбачають автоматичні пристрої, що спрацьовують при виникненні струмів КЗ і вимикають секційні вимикачі.

Для розподільних установок використовують в основному бетонні реактори з повітряним охолодженням без осердя. Кожна фаза трифазного реактора (рис. 2.12, б) намотується з гнучкого алюмінієвого чи мідного проводу 1, який закріплюють у

бетонних колонках 2. Колонки фаз одна від іншої та від землі ізолюються опорними ізоляторами 3.

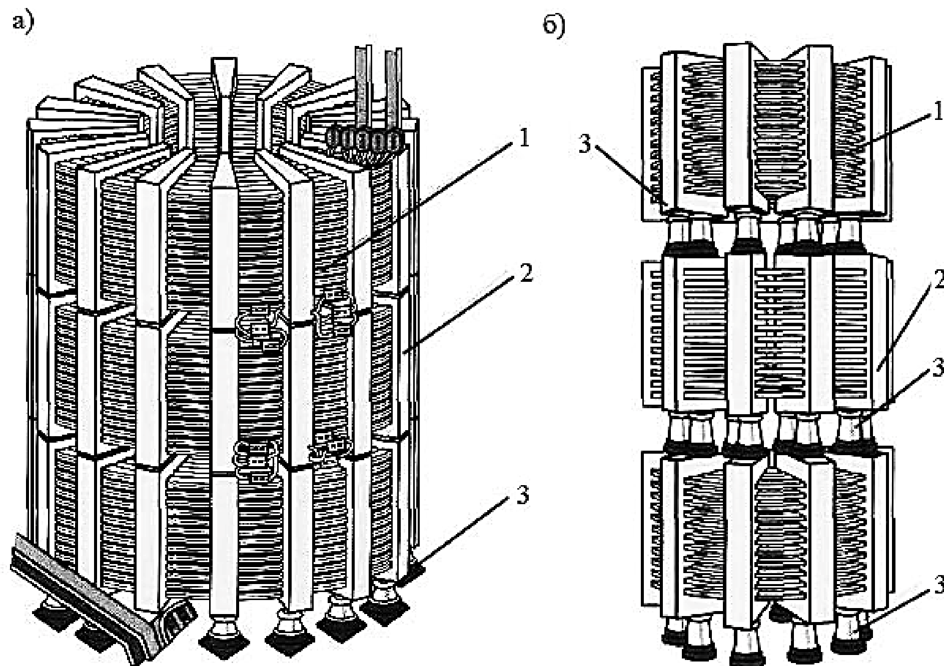


Рис. 2.12 Реактори:
а) триблочний; б) трифазний.

Крім того на тягових підстанціях постійного струму застосовуються триблочні реактори. Реактор для згладжувальних пристроїв підстанції постійного струму зображений на рис. 2.12, а, де: 1 - провід; 2 - бетонні колонки; 3 - ізолятори.

Пасивні методи обмеження струмів КЗ не пов'язані з додатковими капітальними витратами й зводяться до відмови від паралельної роботи генераторів електростанцій, що знижують трансформаторів підстанцій, ліній живильної електромережі й застосуванню трансформаторів з розщепленими обмотками. Однак при цьому губиться перевага спільної роботи: надійність електропостачання; зниження втрат електроенергії й т.д. У цей час набув застосування автоматичний розподіл системи при КЗ. Такий розподіл дозволяє обмежити струм КЗ, зберігаючи при цьому переваги спільної роботи станції в енергосистемі в нормальних умовах. Із цією метою передбачають автоматичні пристрої, що спрацьовують при виникненні струмів КЗ і вимикають секційні вимикачі.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Які існують причини виникнення КЗ в електроустановках?
2. Чим визначається наявність періодичної та аперіодичної складових у струмі КЗ?
3. Як змінюється струм КЗ в системі необмеженої потужності?
4. Які види КЗ можливі в мережах з ефективно заземленими та незаземленими нейтралями?
5. Яким чином здійснюється аналітичний розрахунок струмів КЗ?
6. В чому полягає електродинамічна та термічна дія струмів КЗ?
7. Який струм КЗ називається ударним?
8. Викладіть суть методики перевірки термічної стійкості електричних апаратів та струмопровідних частин.

9. Чим визначається необхідність зниження величин струмів КЗ? Які шляхи їхнього зниження?

10. Що називається коротким замиканням?

11. Які наслідки виникнення струмів КЗ в мережі?

12. Які є види коротких замикань?

13. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?

14. Які методи розрахунку струмів к.з. існують?

15. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?

16. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?

17. Порядок розрахунку струмів КЗ.

18. Як приводяться опри мережі до базисних умов.

19. Що таке розрахункова схема мережі?

20. Що таке еквівалентна схема мережі?

21. Як враховується активний опір елементів при розрахунку струмів КЗ в мережах напругою понад 1000В?

22. Як визначаються опори окремих елементів мережі?

23. Як враховується опір системи електропостачання?

РОЗДІЛ 3 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

3.1 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ

3.1.1 Основні поняття та визначення

Для виробництва електроенергії на сучасних електростанціях застосовують синхронні генератори (СГ) трифазного змінного струму. Розрізняють турбогенератори (первинний двигун – парова чи газова турбіна) та гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

На сучасних електростанціях використовуються трифазні синхронні генератори змінного струму частотою 50Гц, які призначені для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з’єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій: паровими, газовими та гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами (ТГ), а у другому – гідрогенераторами (ГГ).

Парові турбіни, що є первинними двигунами, найбільш економічні при високих швидкостях, але тут конструкторів обмежує суворий зв'язок для синхронних генераторів:

$$n = \frac{60 f}{p},$$

де f - частота мережі;

p - число пар полюсів генератора.

При прийнятій стандартній частоті 50 Гц і найменшому можливому числі пар полюсів $p = 1$ найбільше число обертів визначається так:

$$n = \frac{60 \cdot 50}{1} = 3000 \text{ об/хв.}$$

Турбогенераторами (ТГ) називають синхронні генератори трифазного струму, що приводяться у обертання паровою або газовою турбіною (рис. 3.1). Використання пари дозволяє отримувати високу частоту обертання турбіни та генератора, що зменшує їх габарити та здешевлює виготовлення. По частоті обертання розрізняють двополюсні ТГ на 3000 і чотириполюсні - на 1500 об/хв за частоти напруги мережі 50 Гц.

Швидкість ТГ визначає особливості конструкції. Ці генератори виконуються із горизонтальним валом. Через відсутність на роторі явно виражених полюсів ТГ відносять до неявнополюсних машин. Внаслідок високих механічних напруг діаметри роторів найпотужніших ТГ не перевищують 1,25 м, навіть при використанні сучасних високоміцних матеріалів.

Тому ТГ є витягнутою в довжину електричною машиною з відношенням довжини бочки ротора до її діаметра, що становить від 2 до 6. Подальше підвищення потужності ТГ за рахунок збільшення його довжини обмежується допустимими значеннями прогину ротора має радіальні пази ротора. Важливо таку ж конструкцію, як і статор гідрогенератора.

ТГ великої потужності (200-1200 МВт) встановлюють на КЕС. На КЕС турбіни та котельні агрегати разом із допоміжним обладнанням є незалежними блоками. Зв'язки між блоками у вигляді паропроводів та водопроводів відсутні. Технічно найбільш досконалими, економічними та надійними вважаються ТГ потужністю 200-300 МВт.

Більшість турбогенераторів швидкохідні, тобто мають максимальне число обертів 3000. Якби наші електроустановки були розраховані на частоту 60 Гц, то номінальне число обертів відповідно збільшилося б до 3600.

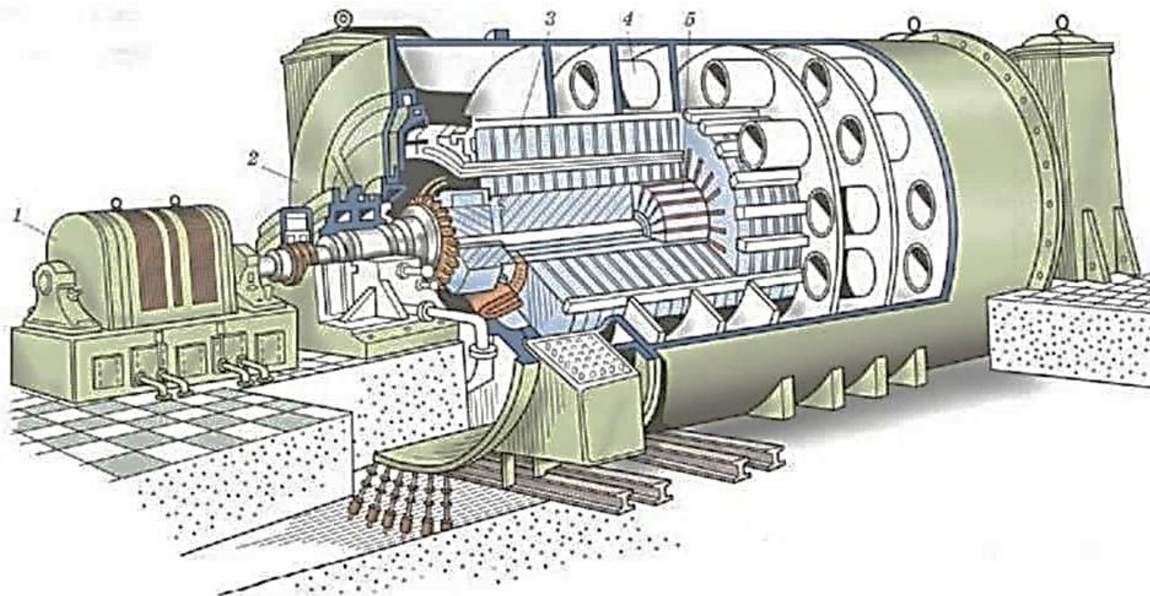


Рис. 3.1 Турбогенератор:
1 – збуджувач; 2 - корпус; 3 - - сердечник статора; 4 – секції водневого охолодження; 5 – ротор.

Генератори невеликих потужностей, з'єднані з дизелями та іншими поршневими машинами, виготовляються на 750 - 1500 об/хв. Великі швидкості обертання ротора відбиваються на його конструкції - це циліндрична, цільноковане пакування зі спеціальної легованої сталі. Уздовж поверхні ротора фрезерують радіальні пази, в які укладається обмотка збудження. Пази закриваються клинами, а в лобовій частині обмотка зміцнюється бандажними кільцями. Ротор турбогенератора гладкий, неявнополюсний, діаметром 1,1 -1,2 м, довжиною 6 - 6,5 м. Осердя статора шихтується з листів електротехнічної сталі в пакети, між якими утворюються вентиляційні канали. У пази статора укладається обмотка, що закріплюється дерев'яними або текстолітовими клинами, а лобові частини ретельно прикріплюються до конструктивних частин статора. Корпус статора виготовляється звареним і з торців закривається щитами з герметичними ущільненнями.

Ротор турбогенератора (ТГ) має горизонтальне розміщення і виготовляється масивним із суцільної стальної поковки.

Для роторів турбогенераторів великої потужності використовують хромонікелеву або хромонікелевомолібденову сталь. За умовами механічної міцності діаметр ротора при швидкості обертання 3000 об/хв. не перевищує 1,2- 1,25 м. Активна довжина ротора для забезпечення необхідної механічної жорсткості не повинна перевищувати 6,5 м. На рис. 3.2 наведений загальний вигляд, а на рис. 3.3 – поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора.

Статор ТГ складається з корпуса та осердя. Корпус виготовляється зварним, закритим з торців з ущільненнями в місцях дотику з іншими частинами. Осердя статора набирається з ізольованих листків електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. Листи набирають пакетами, між якими залишають вентиляційні канали.

На зовнішній поверхні ротора фрезерують пази прямокутної форми. В пазах ротора знаходиться обмотка збудження. Обмотка в пазах закріплюється за допомогою легких дюралюмінієвих дротів. Лобова частина обмотки захищена від зміщення бандажем . З

обох сторін ротора на його валу встановлюються вентилятори, що забезпечують циркуляцію охолоджуючого газу в машині. В осьовому напрямку по всій довжині ротора висвердлюють центральний отвір, який служить для дослідження матеріалу в центральній частині поковки та для розвантаження поковки від небезпечних внутрішніх напружень.

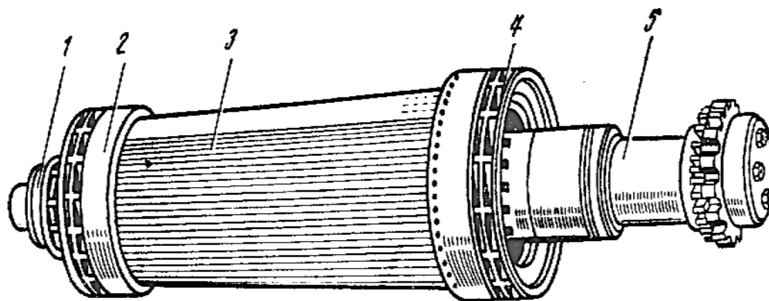


Рис. 3.2 Загальний вигляд ротора турбогенератора:
1 -- контактні кільця; 2 - кільцеві бандажі; 3 - ротор; 4 - вентилятор; 5 – вал

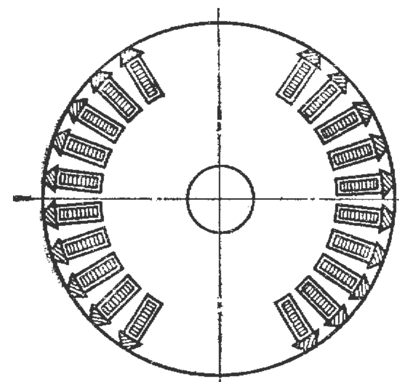


Рис. 3.3 Поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора

В машинах з великим діаметром ротора осердям служить обід, що збирається на шпицях , котрі закріплюються на втулці ротора. Полюси, як і обід, роблять набірними із стальних листів і монтують на ободі ротора за допомогою Т подібних виступів, на полюсахокрім ОЗ розташована демпферна обмотка, яку набирають з мідних стержнів, що закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикаються з торців ротора кільцями. Ця обмотка призначена для заспокоєння коливань ротора, котрі виникають при всякому збурені, що пов’язане з різкою зміною навантаження генератора.

Відповідно до стандарту введена стандартна шкала номінальних потужностей турбогенераторів: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200МВт.

Для АЕС через низькі параметри пари доцільно застосовувати чотириполюсні генератори із частотою обертання 1500 об/хв. Гідрогенератори великої та середньої потужності виконуються з вертикальним валом, у верхній частині якого розташовується генератор, а в нижній - гідротурбіна. Потужність гідротурбіни і її швидкість визначаються величиною натиску й витратами води. Гідрогенератори при більших потужностях виготовляються на 60 -125 об/хв, при середніх і малих - на 125 - 750 об/хв, тобто вони є тихохідними машинами.

Гідроагрегат - агрегат, до складу якого входять гідротурбіну та гідрогенератор (рис. 3.4). Гідроагрегати ділять на горизонтальні осьові та вертикальні. У свою чергу горизонтальні осьові гідроагрегати поділяються на прямоточні та занурені агрегати. До занурених гідроагрегатів відносяться капсульні та шахтні агрегати з верховим та низовим розташуванням генератора.

Гідрогенератор - це електрична машина, що використовується на гідроелектростанції для вироблення електроенергії.

Зазвичай гідрогенератор є синхронною явно полюсною електричною машиною вертикального виконання, яка приводиться в обертання від гідротурбіни. Однак існують також гідрогенератори горизонтального виконання, до яких відносяться капсульні гідрогенератори).

Конструкція гідрогенератора в основному залежить від параметрів гідротурбіни, які визначаються природними умовами в районі будівництва електростанції: напором та витратою води. Тому кожна окрема гідроелектростанція зазвичай оснащена спеціально спроєктованим для неї гідрогенератором.



Рис. 3.4 Загальний вигляд гідроагрегату

Конструкція гідрогенератора в основному залежить від параметрів гідротурбіни, які визначаються природними умовами в районі будівництва електростанції: напором та витратою води. Тому кожна окрема гідроелектростанція зазвичай оснащена спеціально спроєктованим для неї гідрогенератором.

В основному гідрогенератори характеризуються малою частотою обертання ротора (до 500 об/хв) і досить великим діаметром (до 20 м), ніж у першу чергу визначається вертикальна конструкція більшості гідрогенераторів, тому що при горизонтальному виконанні забезпечення необхідної механічної міцності та жорсткості елементів конструкції гідрогенераторів стає украй складним.

Основними компонентами вертикальних гідрогенераторів є:

– статор;

– ротор;

– верхня та нижня хрестовини;

– підп'ятник, що являє собою завзятий підшипник, який сприймає вертикальне навантаження від обертових частин гідрогенератора та гідротурбіни;

– напрямні підшипники.

Частини гідроагрегату, що обертаються: вал, робоче колесо та ротор генератора - мають єдину систему підшипників. Для нормального функціонування повинно використовуватися два види підшипників: напрямні, що перешкоджають тільки радіальним переміщенням частин, що обертаються, і підп'ятник, що сприймає осьові навантаження, які у вертикальних гідроагрегатах визначаються вагою обертових частин і осьовим гідродинамічною дією потоку на робоче колесо.

За особливостями конструкції гідрогенератори поділяються на підвісні та парасольні. У підвісних гідрогенераторів підп'ятник розташовується над ротором у верхній хрестовині, у парасольних – під ротором у нижній хрестовині або спирається на кришку турбіни. У разі нижня хрестовина у гидрогенератора відсутня.

На гідроакумулюючих електростанціях використовуються оборотні гідрогенератори, так звані гідрогенератори-двигуни. Оборотні генератори здатні як виробляти електричну енергію, так і споживати її. Від звичайних гідрогенераторів їх відрізняє особлива конструкція підп'ятника, яка дозволяє обертатися ротору в протилежних напрямках.

Горизонтальні капсульні гідроагрегати є частиною герметичної капсули, яка у свою чергу містить, крім гідрогенератора, гідротурбіну та системи забезпечення. Капсула при

цьому міститься безпосередньо в проточну частину гідроелектростанції. Насправді застосовуються різні системи спирання обертових частин гидроагрегата.

На рис. 3.5, а показана принципова схема підвісного гідравлічного агрегату, в якому підп'ятник (ПП) та верхній направляючий підшипник (НП1) спираються на потужну верхню хрестовину 10, яка передає навантаження на корпус статора. Корпус генератора посилений бетонною конструкцією. Другий напрямний підшипник (НП2) знаходиться в нижній хрестовині 11, яка кріпиться до бетону. Третій направляючий підшипник турбіни (ТНП) закріплений на кришці турбіни 12. Рис. На рис. 3.5, б та 3.5, в показані принципові схеми гідроагрегатів з парасольними генераторами, в яких підп'ятник (ПП) розташований під ротором генератора, при цьому він спирається на потужну нижню хрестовину 11 (рис. 3.5, б) або передає навантаження на кришку турбіни 12 через опорну конструкцію 13 (рис. 3.5, в).

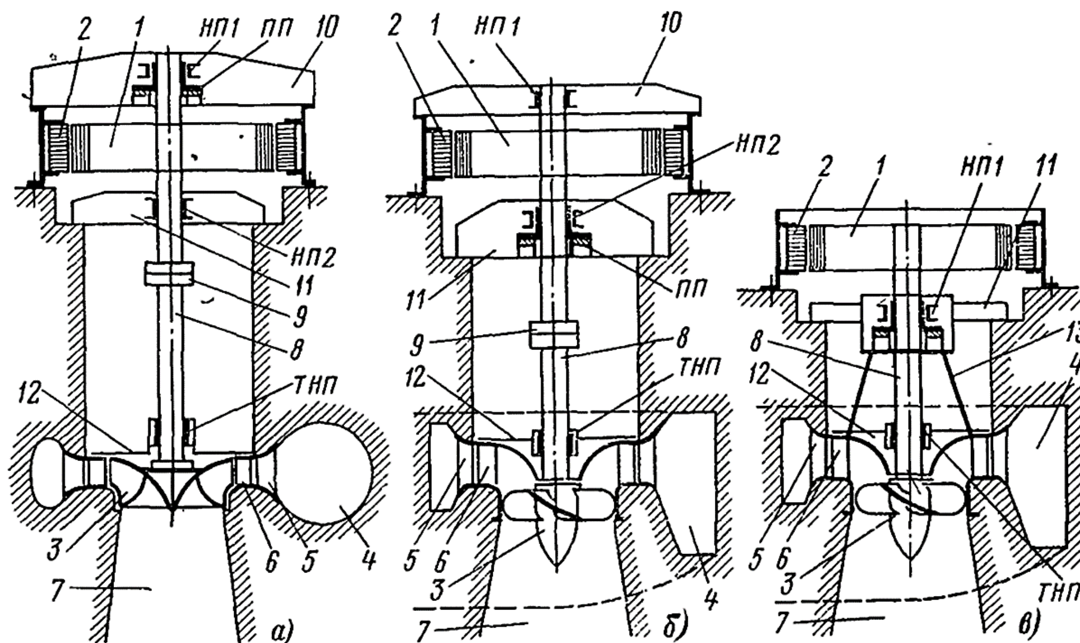


Рис.3.5 Принципові схеми гідроагрегатів:

1 – ротор генератора; 2 – статор генератора; 3 – робоче колесо; 4 – турбінна камера; 5 – колони статора турбіни; 6 – лопатки напрямного апарату; 7 – труба, що відсмоктує; 8 – вал; 9 – фланець валу; 10 – верхня хрестовина; 11 – нижня хрестовина; 12 – кришка турбіни; 13 – опорна конструкція; НП - напрямний підшипник; ПП – підп'ятник; ТНП – турбінний напрямний підшипник

Грунтуючись на розглянутих прикладах можна зробити висновок: незважаючи на те, що гідроагрегат складається з двох машин - турбіни та генератора, обидві ці машини мають єдину систему опор частин, що обертаються. Це необхідно враховувати під час розгляду конструкції турбін.

У занурювальних або капсульних агрегатах найбільшого поширення набули горизонтальні осьові турбіни. Генератор у таких гідроагрегатах розташовується в замкнутій сталевій капсулі, яка обтікається водою.

На довжині всього тракту потік води має мінімальні повороти, а також прямовісний рух без повороту в трубі, що відсмоктує. Остання властивість особливо важлива, оскільки призводить до зниження гідравлічних втрат і збільшення коефіцієнта корисної дії (ККД) турбіни, що найбільш добре виражається при великих витратах води.

У підсумку горизонтальні турбіни розвивають на 20 – 35% більшу потужність, ніж вертикальні турбіни тієї самої діаметра.

Капсульний гідроагрегат - складається з осьової поворотно-лопатевої турбіни та зчленованого з нею гідрогенератора, укладеного в капсулу. Зазвичай капсула в потоці розташовується горизонтально в камері, що підводить (див. рис 3.6.). Капсульний гідроагрегат застосовують на низьконапірних та приливних ГЕС. Потужність цих агрегатівсягає 45 МВт.

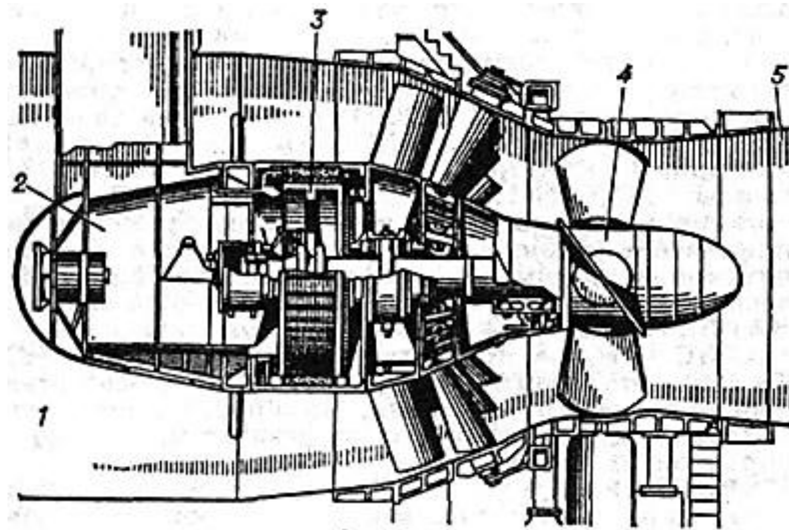


Рис. 3.5 Горизонтальний капсульний гідроагрегат:
1 - камера, що підводить; 2 – капсула; 3 – гідрогенератор; 4 - робоче колесо гідротурбіни; 5 - труба, що відсмоктує

Статор ГГ має принципово таку ж конструкцію як і статор ТГ, але на відміну від останнього виконується роз’ємним. Він поділяється по колу на 6 рівних частин, що полегшує його транспортування та монтаж.

Ротор тихохідних гідроагрегатів має велику кількість полюсів. Так, при числі обертів 200:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{200} = 15 \text{ пар полюсів.}$$

Полюси ротора з обмоткою збудження кріпляться на ободі ротора. Крім основної обмотки збудження, полюси забезпечуються заспокійливою обмоткою з мідних стрижнів, покладених у пазах полюса в периферійних зонах. Знаходять застосування капсульні гідрогенератори з горизонтальним валом, укладені у водонепроникну оболонку, що обтікається потоком води, який приводить у рух колесо гідротурбіни.

Гідравлічні турбіни мають відносно малу частоту обертання. Гідрогенератори ГЕС належать до тихохідних машин і виконуються з явно полюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням вала. На ГЕС частота обертання агрегатів становить, як правило від 50 до 750 об/хв. Діаметри роторів потужних ГГ досягають 14-16 м, а діаметри статорів 20-22 м.

3.1.2 Системи охолодження генераторів

Під час роботи в генераторах виникають втрати енергії, що викликають нагрівання його елементів. Хоча ККД генераторів високий і втрати складають всього 1.5 - 2%, абсолютні втрати досягають 10 МВт в машині 800 МВт, що призводить до значного підвищення температури активної сталі, міді та ізоляції. При цьому граничний нагрів лімітується ізоляцією обмоток.

Синхронні генератори мають штучне охолодження. Розрізняють системи штучного охолодження:

- поверхневе або непряме;
- безпосереднє.

В якості охолоджуючої середовища в генераторах застосовуються гази (повітря і водень) і рідини (вода і масло).

При поверхневому чи непрямому охолодженні охолоджуючий газ подається за допомогою вбудованого або овнішнього вентилятора всередину машини і проганяється через її повітряний зазор і систему вентиляційних каналів. При цьому газ не стикається з провідниками обмоток, і тепло від них передається холодному тілу газу через ізоляцію обмоток, пазів ізоляцію і сталь зубців, тобто через значний "теплової бар'єр".

Непрямі системи охолодження можуть бути повітряними і водневими. Повітряні системи охолодження можуть бути:

- проточнимі;
- замкнута.

При проточному охолодженні повітря забирається ззовні через очисні фільтри, проганяється через машину і викидається назовні. оно застосовується для генераторів невеликої потужності (ТГ - до 2 МВА, ГГ - до 4МВА), так як з повітрям в машину надходить пил, незважаючи на фільтри.

Для великих генераторів застосовують замкнуту систему охолодження, коли один і той же об'єм повітря циркулює в машині. Нагріте в машині повітря виходить через спеціальний патрубок в камеру гарячого повітря, проходить через повітроохолоджувач (зрошувану водою) і через камеру холодного повітря повертається в машину.

Для заповнення втрат повітря в результаті витоків передбачений забір повітря через подвійні масляні фільтри в камері холодного повітря.

Замкнені системи охолодження виконуються за двома схемами:

- осьові;
- багатоструменеві.

Осьова схема передбачає проходження охолоджувача через зазор між статором і ротором, а також через вентиляційні осьові канали статора. Недоліком є нерівномірність охолодження обмотки на початку і в кінці обмотки по руху повітря.

Ефективність вентиляції підвищується при поділі потоку охолоджуючого повітря на кілька струменів.

Багатоструменеві радіальна схема охолодження передбачає поділ системи вентиляції вертикальними (перпендикулярно валу) площинами по секції. У кожну секцію повітря надходить з повітряного зазору або спеціального осьового каналу і проходить через радіальні вентиляційні канали в відводять камери.

Повітряне охолодження застосовується в турбогенераторах до 12 МВт і гідрогенераторах до 150- 160 МВт.

Більші генератори і синхронні компенсатори економічно вигідніше постачати водневим охолодженням.

Водневі системи охолодження забезпечують краще відведення тепла, так як водень має в 7 разів більшу теплопровідність і в 1,44 рази більший коефіцієнт тепловіддачі з поверхні. Це дозволяє збільшити потужність ТГ на 15 - 20%, або зберегти при тій же потужності на 15- 30% активні матеріали. Ще більш підвищується ефективність охолодження при підвищенні тиску водню.

За рахунок водневого охолодження також:

- знижуються втрати на тертя ротора;
- більш довговічною стає ізоляція, так як в середовищі водню не утворюється озону, її руйнівної);
-менше ймовірність пожежі, так як водень не підтримує горіння.

Поряд з цим водневе охолодження створює труднощі:

- щоб уникнути утворення вибухонебезпечної суміші з повітрям необхідна надійна ізоляція вентиляційної системи і підтримку підвищеного тиску;

- корпус генератора повинен бути міцнішим (більше витрати металу і вище якість зварювання);

- вартість вище на 40%, але ця додаткова вартість окупається за 2 – 3 роки.

Джерелом водню на ТЕС є установки електролізу води. Рідше водень доставляють в балонах.

Для гідрогенераторів водневе охолодження не застосовується, тому що великі розміри не дозволяють створити надійну ізоляцію вентиляційної системи від навколишнього повітря.

Подальше підвищення потужності турбогенераторів виявилося можливим при переході на систему безпосереднього охолодження. У них охолодне середовище безпосередньо стикається з міддю обмоток. У безпосередніх системах охолодження в якості охолоджуючої середовища використовують водень, воду (рідше масло).

Безпосереднє охолодження турбогенераторів виконується за чотирма схемами:

1. Непряме охолодження статора і безпосереднє охолодження ротора воднем (генератори ТВФ). Непряме охолодження обмотки і сталі статора здійснюється по Багатоструменеві радіальної схемою. Циркуляція водню здійснюється вентиляторами на валу машини. Обмотка ротора охолоджується за схемою самовентиляція: газ (водень) забирається з зазору між статором і ротором через отвори в пазових клинах з подальшим викидом нагрітого газу назад в зазор. Обмотка виконана з суцільних провідників прямокутного перерізу з косими вирізами в бічних поверхнях, що утворюють вентиляційні канали.

2. Безпосереднє охолодження статора і ротора воднем (генератори ТГВ). Циркуляція водню забезпечується компресором, встановленим з боку контактних кілець. Обмотка статора охолоджується по аксиальной (осьовий) схемою. Так як в пази статора вкладається велика кількість провідників малого перетину, утруднюється виконання вентиляційних каналів (вирізів) достатнього перетину. Тому водень пропускають по спеціальних трубках з немагнітної сталі, прокладених в пазах. Обмотка ротора охолоджується по аксиальной схемою або за схемою самовентиляція. У разі аксіального охолодження обмотку ротора виконують з провідників коритоподібного перетину, що утворюють канали, в які газ подається з обох сторін. Сталь статора охолоджується по радіальної схемою через вентиляційні канали в шихтованому осерді.

3. Безпосереднє рідинне охолодження статора і безпосереднє водневе охолодження ротора. В якості охолоджуючої рідини застосовують масло і воду. Основна перевага масла полягає в його високих ізолюючих властивості, тому масло дозволяє використовувати дешеву паперову ізоляцію. Разом з тим, масло руйнує ізоляцію обмоток, пожароопасно, в'язкість масла створює труднощі його переміщення. Тому в більшості випадків використовують воду (генератори ТВВ). Обмотка статора охолоджується по аксиальной схемою водою. Для цього обмотка виконується з порожнистих провідників прямокутного перерізу, всередині яких циркулює вода. Сталь статора охолоджується по радіальної схемою воднем. Ротор - за схемою самовентиляція воднем.

4. Безпосереднє рідинне охолодження статора і ротора. Для генераторів ТГВ- 500, 1200 МВт і гідрогенераторів виконують:

- охолодження статора водою;

- охолодження ротора водою;

- охолодження сталі воднем по радіальної схемою.

На ТЕС доцільно використовувати конденсат турбін, включивши систему каналів охолодження генератора в систему циркуляції турбіни.

Для турбогенераторів ТВМ використовується масло, яке проходить через осьові канали в сталі статора і порожнисті провідники обмоток спеціальними маслонасоса. Сердечник статора відділений від ротора ізоляційним циліндром, який розміщується в зазорі і герметично закріплений в торцях.

3.1.3 Системи збудження генераторів

Система збудження призначена для живлення обмотки збудження ротора постійним струмом та регулювання струму збудження. Джерело струму збудження називається збудником.

Значення ЕРС генератора визначається величиною струму збудження. Тому регулювання напруги на виводах генератора здійснюється за рахунок зміни струму збудження.

Системи збудження характеризуються параметрами:

- $Uf_{ном}$ - номінальна напруга збудження (на кільцях ротора);
- $If_{ном}$ - номінальний струм збудження (відповідає номінальному навантаженні);
- $Pf_{ном}$ - номінальна потужність збудження (0,2 - 0,6% від номінальної потужності машини);
- форсіровочная здатність (K_U);
- швидкодія при аваріях в системі;
- швидкість развозбужденія генератора при дії релейного захисту.

Форсіровочной здатністю по напрузі (струму) $K_U(I)$ називають відношення напруги (струму) стелі збудження $Uf_{пот}$ ($If_{пот}$) до номінального $U\,f_{ном}$ ($If_{ном}$).

Генератори повинні мати не менше, ніж дворазову форсировку.

Стеля збудження - величина, до якої швидко збільшують (форсують) збудження при глибокому зниженні напруги на затискачах генератора при коротких замиканнях в системі.

Найважливішими характеристиками систем збудження є: швидкодія, що визначається швидкістю наростання напруги на обмотці ротора при форсуванні $V = 0{,}632(Uf_{пот} - Uf_{ном}) / Uf_{ном}t_1$ (рис.3.6), і відношення стельової напруги до номінальної напруги збудження $Uf_{пот} / Uf_{ном} = k\phi$ - так звана кратність форсування. Турбогенератори повинні мати $k\phi \geq 2$, а швидкість наростання збудження не менше 2 1/с. Кратність форсування для гідрогенераторів повинна бути не менше 1,8 для колекторних збудників, з'єднаних з валом генератора, та не менше 2 для інших систем збудження. Швидкість наростання напруги збудження повинна бути не менше 1,3 1/с для гідрогенераторів до 4 МВА включно та не менше 1,5 1/с для гідрогенераторів великих потужностей.

До систем збудження ставляться такі вимоги:

- висока надійність в нормальному і аварійному режимах;
- стійкість збудження; - висока стеля збудження;
- висока швидкість наростання збудження.

Порушення машини стійко, якщо будь-яка зміна її навантаження не викликає зміни збудження і на затискачах генератора підтримується рівень напруги з точністю до ±0,5%.

Залежно від джерела живлення системи збудження поділяються на системи незалежного збудження та самозбудження.

У системі незалежного збудження на одному валу з генератором перебуває збудник - генератор постійного чи змінного струму. У системі самозбудження живлення обмотки збудження здійснюється від виводів генератора через спеціальні понижуючі трансформатори та випрямляючі пристрої.

Для генераторів потужністю до 100 МВт як збудник застосовується генератор постійного струму *GE*, з'єднаний з валом генератора (рис. 3.6, а). Обмотка збудження збудника *LGE* живиться від якоря збудника, струм регулюється реостатом *RR* або

автоматичним регулятором збудження АРВ. Струм, що подається в обмотку збудження *LG* синхронного генератора *G*, визначається величиною напруги на збуднику. Недоліком такої системи збудження є невисока надійність роботи генератора постійного струму *GE* через вібрацію та важкі умови комутації при високій частоті обертання 3000 об/хв. Іншим недоліком є невисока швидкість наростання збудження, особливо гідрогенераторів (V= 1-2 c^{-1}).

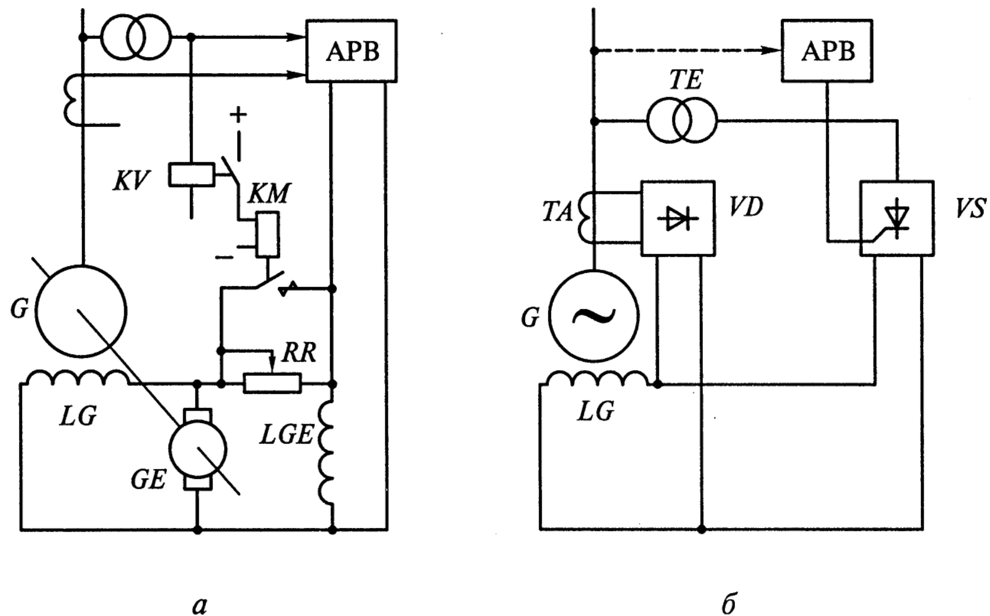


Рис. 3.6 Принципові схеми збудження генераторів:
а - незалежне електромашинне збудження; б - напівпровідникове самозбудження

У системі самозбудження (рис. 3.6, б) обмотка збудження генератора *LG* отримує живлення від трансформатора *TE*, приєднаного до виводів генератора, через керовані від АРВ вентилі *VS* і від трансформаторів струму *TA* через некеровані вентилі *VD*. Струм вентилів *VD* пропорційний струму статора, тому вони забезпечують форсування збудження та роботу генератора при навантаженні. Керовані вентилі *VS* подають струм, пропорційний напрузі генератора, і забезпечують регулювання напруги в нормальному режимі. Така система застосовується для потужних синхронних машин.

3.2 СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ

Синхронним компенсатором (СК) називається синхронний двигун, який працює тільки в режимі неробочого ходу при незмінному струмі збу-дження. Синхронні компенсатори служать генераторами реактивної по-тужності. В перезбуджених синхронних компенсаторах струм в статорі Ia випереджує за фазою напругу мережі Um, тобто є ємнісним, а в недозбуджених - індуктивним. Звичайно в мережах, які живляться від синхронних генераторів, переважає індуктивне навантаження, бо транс-форматори і широко поширені асинхронні двигуни споживають намагнічувальні індуктивні струми. Тоді зі збільшенням реактивної складової струму зменшуються cosφ, активна потужність генератора і пропускна здатність лінії електропередачі, трансформаторів і апаратури. У зв'язку з цим розвантаження лінії передачі, трансформаторів і гене-раторів від надмірно великих реактивних струмів є особливо актуаль-ним. Тому в більшості випадків синхронні компенсатори працюють в режимі перезбудження і служать для компенсації індуктивних струмів в лінії і генераторах з метою покращення cosφ на дільниці лінії, яка знаходиться між синхронним генератором і компенсатором.

У великих мережах з довгими лініями синхронні компенсатори ви-користовуються для регулювання напруги на споживачах. При великому індуктивному навантаженні напруга на споживачах значно менша від напруги на генераторах. Тоді синхронні компенсатори працюють з перезбудженням, звільнюють лінію від реактивних струмів, що зменшує спад напруги в лінії При малому навантаженні напруга на споживачі може навіть підвищитися, бо довгі лінії володіють ємністю. Тоді синхрон-ний компенсатор працює з недозбудженням, забирає з мережі індуктивні струми, які зрівноважують ємнісні струми в лінії.

Звичайно синхронні компенсатори передбачають асинхронний пуск, і тільки машини дуже великої потужності запускаються додатковими пусковими двигунами. Синхронні компенсатори мають полегшену механіч-ну конструкцію (вал), бо вони не виконують механічної роботи.

На рис. 3.7 показано синхронний компенсатор КСВ з водневим охолодженням. Корпус компенсатора, його підшипники, маслоохолоджувачі та маслонасоси розміщені в герметично закритому кожусі. Через ізоляційні ущільнення 3, 4 до статора 7 підводиться напруга 10,5 кВ, а контактним кільцям - живлення від збудника. У нижній частині кожуха розташовані два маслонасоси 8, маслобак і водяний маслоохолоджувач.

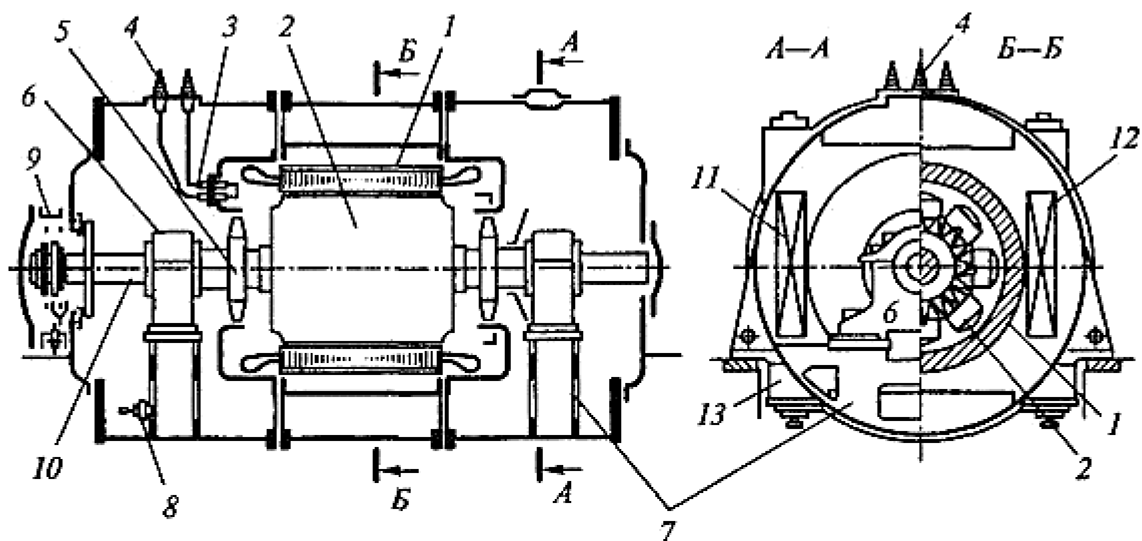


Рис. 3.7 Синхронний компенсатор типу КСВ:
1 – статор; 2 – ротор; 3, 4 – ізоляційні ущільнення; 5 – вентилятор; 6 – підшипник; 7 – опорні платформи; 8 – маслонасос; 9 – камера контактних кілець; 10 - вал; 11, 12 – вихідний та вхідний отвори в газоохолоджувач; 13 – газоохолоджувач

Циркуляція водню підтримується при тиску 0,1-0,2 МПа вентиляторами 5, які засмоктують водень з кожуха і проганяють через внутрішню частину корпусу компенсатора. Нагрітий водень потрапляє у вхідні отвори 12 вертикальних газоохолоджувачів, де охолоджується.

Синхронний компенсатор характеризується номінальною потужністю, напругою, струмом статора, частотою та номінальним струмом ротора. Номінальна напруга синхронного компенсатора на 5–10 % вища за номінальну напругу мережі.

Залежно від струму збудження, синхронний компенсатор може працювати в режимах перезбудження та недозбудження, генерувати або споживати реактивну потужність. Регулювання струму збудження здійснюється спеціальними схемами АРВ.

Синхронні компенсатори невеликої потужності мають схему електромашинного незалежного збудження, На більш потужних машинах з водневим охолодженням (КСВ)

збудження здійснюється від спеціального збудливого безщеточного агрегату, вбудованого в корпус компенсатора.

Потужні СК (10000 кВА і вище) включаються до мережі через реактор для обмеження пускових струмів та посадки напруги на шинах (рис. 3.8). Параметри реактора вибираються так, щоб у момент пуску напруга на шинах підстанції не падала нижче (80 – 85 %) $U_{ном}$, а напруга на СК була (30 – 65 %) $U_{ном}$, при цьому струм не перевищує (2 –2,8) $I_{ном}$.

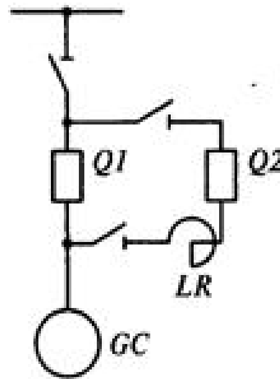


Рис. 3.8 Схема реакторного пуску синхронного компенсатора

При пуску вимикач Q1 вимкнено, Q2 увімкнено. Розворот компенсатора відбувається з допомогою асинхронного моменту. Коли частота обертання наблизиться до синхронної, подається збудження та компенсатор втягується у синхронізм. Регулюючи струм збудження, встановлюють мінімальний струм статора і включають вимикач Q1, шунтуючи реактор і включаючи СК мережу.

Синхронні генератори можуть працювати в режимі синхронного компенсатора, якщо закрити доступ пари (або води) в турбіну.

Переведення гідрогенераторів у режим синхронних компенсаторів здійснюється без зупинки агрегатів, достатньо звільнити камеру гідротурбіни від води.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Який надлишковий тиск приймається в турбогенераторах з водневим охолодженням?

2. Чому тиск водню має бути вищим за атмосферний?

2. Які конструктивні особливості турбогенераторів із водяним охолодженням?

3. Чим викликана тенденція відмови від водневого охолодження та перехід на повітряне чи водяне охолодження?

4. Чим відрізняється незалежне збудження від самозбудження?

5. Чим відрізняється синхронний компенсатор від синхронного генератора?

РОЗДІЛ 4 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

4.1 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ

4.1.1 Основні поняття та визначення

В системі передавання електричної енергії від електростанції до споживача необхідним елементом є силові трансформатори. Передавання великої потужності на відстані, особливо на далекі, практично може бути виконане тільки при відносно невеликому значенні струму і, відповідно, при високій напрузі. Силовий трансформатор являє собою пристрій (апарат), який слугує для перетворення змінного струму однієї напруги у змінний струм іншої напруги.

Електромагнітні процеси, які відбуваються в трансформаторах, аналогічні ідентичним процесам в електричних машинах, основні співвідношення, які характеризують робочий процес трансформатора, можна застосувати і в електричних машинах, а теорія безколекторних асинхронних машин може бути зведена до теорії трансформатора. Тому силові трансформатори відносять до електричних машин, хоча вони не мають рухомих частин, наявність яких характерна для будь-якої машини.

Трансформатором називається статичний електромагнітний пристрій, який призначений для перетворення електричної енергії змінного струму однієї напруги в іншу при незмінній частоті.

Силовий трансформатор – трансформатор, призначений для перетворення електричної енергії у електричних мережах та в установках, які у свою чергу призначені для приймання та використання електричної енергії

До основних параметрів трансформатора відносять: номінальну потужність, номінальні напругу, струм і напругу короткого замикання, струм холостого хода, втрати холостого ходу та короткого замикання [10].

Номінальною потужністю трансформатора ($S_{ном}$, $S_н$) називається вказане у заводському паспорті (паспортній табличці) значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор за номінальних умов місця установки та охолоджувального середовища при номінальних частоті та напрузі.

Номінальна потужність двообмоткового трансформатора – це потужність кожної з його обмоток.

Номінальна потужність триобмоткового трансформатора – це найбільша з номінальних потужностей окремих його обмоток (частіше за номінальну потужність знижуючого трансформатора беруть потужність обмоток вищої напруги ВН)

Трансформатори мають такі номінальні потужності в (Таблиця 1.3):

Таблиця 4.1 - Шкала номінальних потужностей трансформаторів (кВ·А)

10		16	25		40		63	
100		160	250		400		630	
1000		1600	2500		4000		6300	
10000		16000	25000	32000	40000		63000	80000
100000	125000	160000	250000	320000	400000	500000	630000	800000

Стосовно до однофазних трансформаторів наведені значення потужності слід розуміти як потужності трифазних груп.

Номінальні напруги обмоток ($U_{ном}$, $U_н$) – це напруги первинної та вторинної обмоток при холостому ході трансформатора. Для трифазного трансформатора – це його

лінійна (міжфазна) напруга. Для однофазного трансформатора, який вмикається у трифазну групу, що з’єднана у зірку – це $U/\sqrt{3}$. При роботі трансформатора під навантаженням та підведеної до затискачів його первинної обмотки номінальної напруги на вторинній обмотці напруга менше за номінальну на величину втрати напруги у трансформаторі.

Номінальними струмами трансформатора($I_{ном}$**,** $I_н$**)** називається вказані у заводському паспорті значення струмів у обмотках, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора. Номінальний струм будь-якої обмотки трансформатора визначається по її номінальній потужності та номінальній напрузі.

Напруга короткого замикання $u_к$ – це напруга, при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при замкненій накоротко іншої обмотки у ній тече струм, який дорівнює номінальному. Напругу короткого замикання визначають по втраті напруги у трансформаторі і вона характеризує повний опір обмоток трансформатора.

Струм холостого ходу $I_к$ характеризує активні та реактивні втрати у сталі та залежить від магнітних властивостей сталі, конструкції та якості збирання магнітопровода та від магнітної індукції. Струм холостого хода визначається у відсотках від номінального струму трансформатора. У сучасних трансформаторів з холоднокатаною сталлю струми холостого хода мають невеликі значення.

Втрати холостого хода P_x **та короткого замикання** $P_к$ визначають економічність роботи трансформатора. Втрати холостого ходу складаються з втрат у сталі на перемагнічування та вихрові струми. Для їх зменшення застосовуються електротехнічна сталь з малим вмістом вуглецю та спеціальними присадками, холоднокатана сталь товщиною 0,3 мм з жаростійким ізоляційним покриттям.

Втрати короткого замикання складаються з втрат в обмотках при протіканні по ним струмів навантаження та додаткових втрат, що викликані магнітними полями розсіювання, які створюють вихрові струми у крайніх витках обмотки та конструкціях трансформатора (стінки бака, ярмові балки та інше). Для їх зменшення обмотки виконуються багатожильним транспонованим дротом, а стінки бака екрануються магнітними шунтами.

Допустиме навантаження – тривалий режим роботи трансформатора, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток від нагріву не перевищує зносу, що відповідає номінальному режиму роботи.

Перевантаження трансформатора – це таке навантаження, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток, що відповідає перевищенню температури, перевищує знос, що відповідає номінальному режиму роботи.

Здатність до навантаження – це сукупність допустимих навантажень та перевантажень трансформатора. Вихідний режим для визначення здатності до навантаження – номінальний режим роботи трансформатора при номінальних умовах місця установки та охолоджуючого середовища, які визначаються відповідним стандартом або технічними умовами.

4.1.2 Принцип дії

В основі роботи трансформатора лежить явище електромагнітної індукції. Осердя трансформатора складається з окремих сталевих пластин, зібраних у замкнену раму тієї чи іншої форми (рис. 4.1, а). На осерді розміщено дві обмотки з числом витків w_1 і w_2. Обмотки мають незначний активний опір і велику індуктивність [9], [10].

Прикладемо до кінців обмотки w_1, яку будемо називати первинною, змінну напругу U_1. По обмотці піде змінний струм I, який намагнітить сталь осердя, створивши в ньому змінний магнітний потік. Намагнічувальна дія цього струму пропорційна числу ампер – витків (Iw_1).

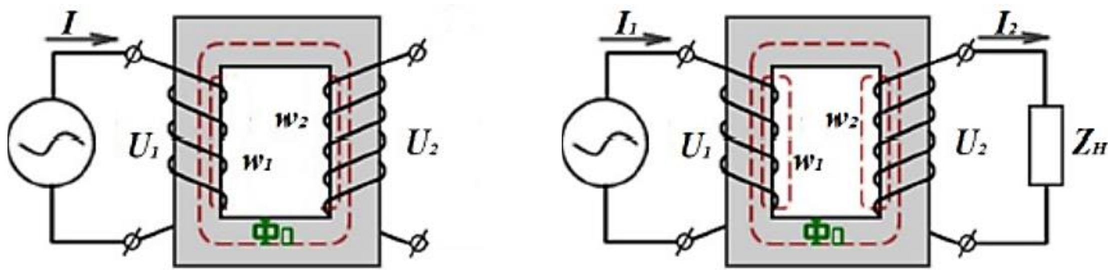


Рис. 4.1 Схеми трансформатора:
а) в режимі холостого ходу; б) під навантаженням

З наростанням струму буде зростати і магнітний потік в осерді, зміна якого збудить у витках котушки ЕРС самоіндукції. Як тільки ЕРС самоіндукції досягне величини прикладеної напруги, зростання струму в первинному колі припиниться. Таким чином, в колі первинної обмотки трансформатора діятимуть прикладена напруга U_1 і ЕРС самоіндукції E_1. При цьому напруга U_1 більша від E_1 на величину спаду напруги в обмотці, яка дуже мала. Отже, приблизно можна написати:

$$U_1 \cong E_1. \tag{4.1}$$

Змінний магнітний потік $Ф_м$, що виникає в осерді трансформатора, пронизує витки вторинної обмотки трансформатора, збуджуючи в кожному витку цієї обмотки таку ж за величиною ЕРС, як і в кожному витку первинної обмотки

Через те що число витків у первинній обмотці w_1 , а у вторинній обмотці w_2 , то індуковані в них ЕРС відповідно дорівнюють:

$$E_1 = w_1 e = 4{,}44\, f w_1\, Ф_м; \tag{4.2}$$
$$E_2 = w_2 e = 4{,}44\, f w_2\, Ф_м,$$

де e – ЕРС, яка виникає в одному витку, В;
$4{,}44 = 2\pi\sqrt{2}$ - постійна;
f– частота;
w_1; w_2 - відповідно число витків у первинній обмотці та у вторинній обмотці;
$Ф_м$ - максимальне значення магнітного потока, Вб.

Напруга ж на кінцях розімкненої вторинної обмотки дорівнює ЕРС у ній, тобто

$$U_2 = E_2. \tag{4.3}$$

З рівностей (4.1), (4.2) і (4.3) виходить, що величина напруги на кінцях первинної обмотки трансформатора так відноситься до величини напруги на кінцях вторинної обмотки, як число витків первинної обмотки відноситься до числа витків вторинної обмотки:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2} = K\,. \tag{4.4}$$

Стала величина K називається коефіцієнтом трансформації трансформатора. У трьохобмоточних трансформаторах визначається коефіцієнт трансформації кожної пари обмоток, тобто:

$$K_1 = \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}};\; K_2 = \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.СН}};\; K_3 = \frac{U_{ном.СН}}{U_{ном.НН}}, \tag{4.5}$$

де $U_{ном.ВН}; U_{ном.СН}; U_{ном.НН}$ - відповідно номінальні напруги обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, кВ.

У тому випадку, коли потрібно підвищити напругу, вторинну обмотку виконують з більшим числом витків (підвищувальний трансформатор); у випадку ж, коли треба знизити напругу, вторинну обмотку трансформатора беруть з меншим числом витків (знижувальний трансформатор).

Поки вторинна обмотка розімкнена (струму в ній немає), трансформатор працює вхолосту. При холостому ході він споживає невелику енергію, бо струм, який намагнічує стальне осереддя внаслідок великої індукції котушки, дуже малий і опір обмоток трансформатора також малий. Передача енергії з первинного кола у вторинне при холостому ході відсутня (рис. 4.1, а).

Навантажимо наш трансформатор, замкнувши через опір Z_H його коло вторинної обмотки (рис. 4.1, б).

По ньому тепер піде індукційний струм, позначимо його літерою I_2. Цей струм, згідно з законом Ленца, спричинить зменшення магнітного потоку в осерді. Але ослаблення магнітного потоку в осерді приведе до зменшення ЕРС самоіндукції в первинній обмотці і до порушення рівноваги між напругою U_1, що дається генератором на первинну обмотку, і Е.РС. самоіндукції E_1.

В результаті чого в первинній обмотці струм збільшується на якусь величину I_1 і дорівнюватиме $I+I_1$. Внаслідок збільшення струму магнітний потік в осерді трансформатора зросте до попередньої величини і порушена рівновага між U_1 і E_1 знову відновиться. Таким чином, виникнення вторинного струму I_2 спричинить збільшення струму в первинній обмотці на величину I_1, яка визначить струм навантаження первинної обмотки трансформатора. Через те що намагнічувальна дія струму пропорційна числу ампер – витків, то співвідношення між струмами навантаження I_1 і I_2 визначиться:

$$I_1 w_1 = I_2 w_2 \text{ або } \frac{I_1}{I_2} = \frac{w_2}{w_1}, \tag{4.6}$$

тобто, струм навантаження в первинній і вторинній обмотках трансформатора обернено пропорційний кількості витків у них.

При навантаженні трансформатора відбувається безперервна передача енергії з первинного кола у вторинне. Згідно з законом збереження і перетворення енергії, потужність струму у вторинному колі дорівнює потужності у первинному колі, отже, повинно мати місце рівняння

$$I_1 U_1 \approx I_2 U_2. \tag{4.7}$$

У дійсності ця рівність не справджується, бо при роботі трансформатора є втрати на нагрівання обмоток трансформатора, на вихрові струми в осерді і на перемагнічування осердя; проте ці втрати невеликі.

Трансформатор належить до числа найдосконаліших перетворювачів енергії. Коефіцієнт корисної дії в сучасних потужних трансформаторах досягає значень 94 – 99%.

У лініях трифазного струму використовуються або звичайні, однофазні трансформатори, які вмикаються в кожну з трьох фаз лінії, або спеціальні трифазні трансформатори, що мають три пари обмоток. Крім того трансформатори виготовляють двохобмотковими з обмотками вищої напруги (ВН) та нижчої напруги (НН) та трьохобмотковими з обмотками вищої напруги (ВН), середньої напруги (СН) та нижчої напруги (НН).

Обмотки однієї і тієї ж напруги можуть складатися з двох або більше паралельних гілок, ізольованих одна від одної та від заземлених частин. Такі трансформатори називають **трансформаторами з розщепленими обмотками**.

Для зручності планування робіт, пов'язаних з транспортуванням та ремонтом трансформаторів, їх умовно поділяють за габаритами в залежності потужності напруги обмоток ВН. Наприклад, до третього габариту відносять трансформатори з номінальною потужністю від 1000 кВА до 6300 кВА та з напругою обмотки ВН – 35 кВ.

Перевагою в застосуванні в системах та мережах мають трифазні трансформатори, економічні показники яких вище показників груп з однофазних трансформаторів. Групи з однофазних трансформаторів застосовуються тільки при самих великих показниках потужності та напругах 500 кВ та вище з метою зменшення маси для транспортування від місця виготовлення до місця встановлення. Однофазні трансформатори застосовують також на тягових підстанціях при електрифікації залізниць змінним струмом.

Кожний трансформатор має щиток з матеріалу стійкого до атмосферних впливів. Щиток закріплюється на видному місці на баку трансформатора та містить його номінальні параметри.

До таких параметрів, які беруться з паспорту трансформатора, відносять: тип трансформатора, потужність, напруги - номінальні, відгалужень обмоток, короткого замикання; кількість фаз, схему та групу з'єднань обмоток, частоту струму, режим роботи (тривалий або короткочасний); спосіб охолодження; рід розташування (внутрішнього або зовнішнього); масу трансформатора та виймальної частини. Крім того, на щитку вказується виробник, рік випуску та заводський номер трансформатора.

Відмінність автотрансформатора від трансформатора міститься в тому, що дві його обмотки електрично з'єднанні між собою, що обумовлює передачу потужності від однієї обмотки до іншої не тільки електромагнітним, а й електричним шляхом.

4.1.3 Будова (конструкція) силових трансформаторів

На рис. 4.2 показано будову та компонування основних частин силового масляного двохобмоткового трансформатора третього габариту. Основою конструкції трансформатора служить активна частина, що складається з магнітопроводу 18 з розташованими на ньому обмотками 22 вищої (ВН) та нижчої (НН) напруги, що знаходяться під обмотками ВН на стрижнях магнітопроводу; відводів НН 17 та ВН 20 та перемикаючого пристрою 6. Магнітопровід, набраний з окремих тонких листів трансформаторної сталі з жароміцним ізоляційним покриттям, стягується ярмовими балками 19 та шпильками, пропущеними через наскрізні отвори стрижнів магнітопроводу і ярмових балок. Активна частина розташована всередині бака трансформатора повністю заповненого трансформаторним маслом.

Перемикаючий пристрій 6 обмоток трансформатора служить для ступінчастої зміни напруги в певних межах, підтримки номінальної напруги на затискачах обмотки НН при її зміні. З цією метою обмотки ВН трансформаторів забезпечують регулювальними відгалуженнями 21, які приєднують до перемикачів 6.

Необхідність регулювання викликана тим, що в електросистемах можливі різні відхилення від нормального режиму електропостачання, що призводять до неекономічної роботи приймачів електроенергії.

У трансформаторах можуть бути два види перемикачів відгалужень: регулювання під навантаженням (РПН) та без навантаження (після відключення трансформатора), тобто. перемикання без збудження. Перемикаючий пристрій приводиться в дію за допомогою приводу 13, розташованого на кришці бака 1 трансформатора.

Відводами 17 та 20 називаються з'єднувальні провода, що йдуть від кінців обмоток НН та ВН до уводів НН 14 та ВН 12.

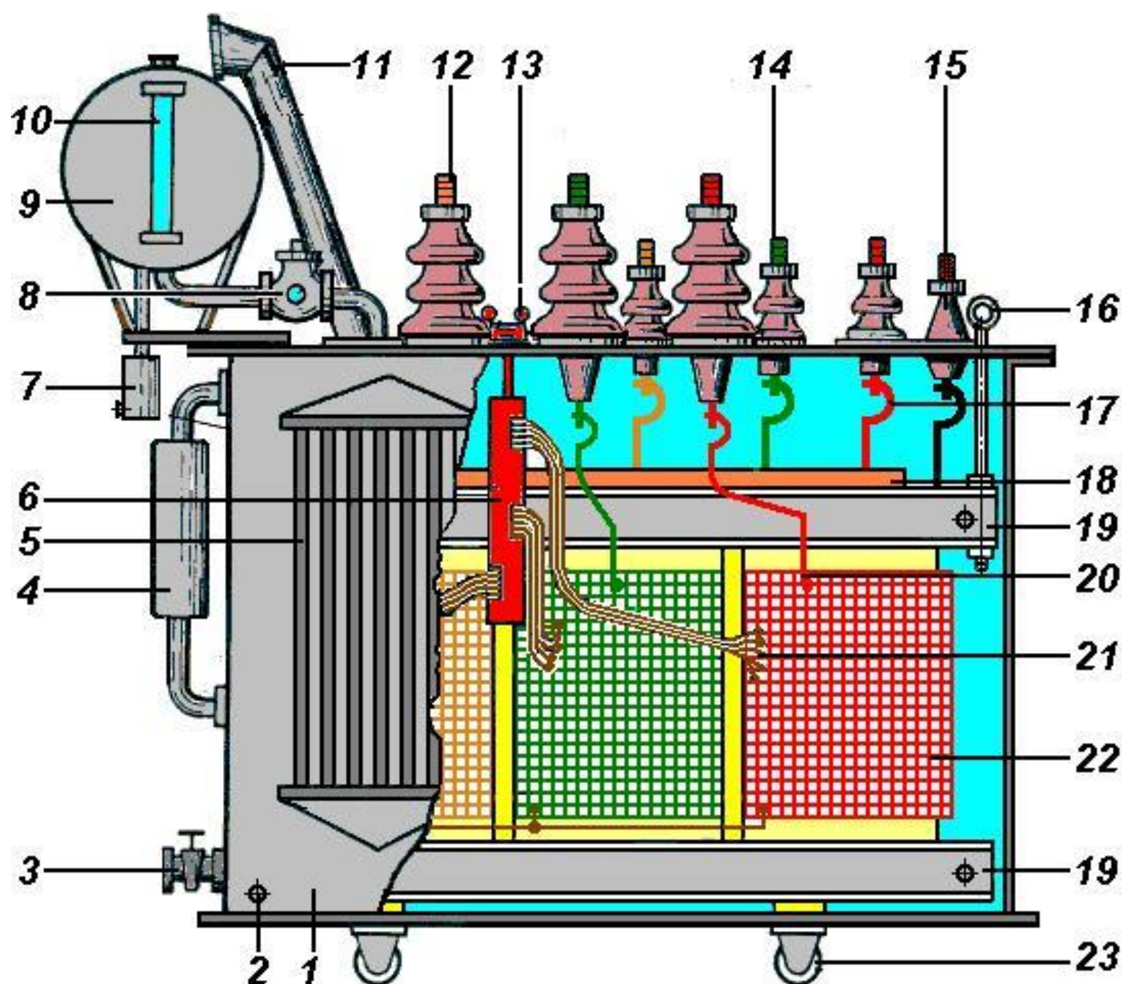


Рис.4.2 Будова двохобмоткового силового трансформатора:
1 – бак; 2 – затискач заземлення; 3 – вентиль; 4 – термосифонний фільтр; 5 – радіатор; 6 – перемикач; 7 – повітроосушник; 8 – газове реле; 9 – розширник; 10 – масловказівник; 11 – викидна труба; 12 – увід ВН; 13 – пристрій регулювання напруги; 14 – увід НН; 15 – нейтральний провід; 16 – крюк для піднімання; 17 – відвод НН; 18 – магнітопрвід; 19 – ярмова балка магнітопроводу (верхня та нижня); 20 – відвід ВН; 21 – регулювальні відгалуження обмоток ВН; 22 – обмотка ВН та НН; 23 – коток візка.

Крім двохобмоткових трансформаторів застосовуються трьохобмоткові трансформатори, в основному, як понижуючі потужністю до 100 МВА і напругою до 220 кВ. Потужний трансформатор високої напруги являє собою складний пристрій, який складається з великої кількості конструктивних елементів, основними з яких є: магнітна система (магнітопровід), обмотки, ізоляція, виводи, бак, охолоджувальний пристрій, механізм регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої, візок тощо (рис. 4.3).

Далі ми розглянемо більш докладно основні елементи силових трансформаторів.

У магнітній системі проходить магнітний потік трансформатора (звідси назва “магнітопровід”). Магнітопровід (рис. 4.4) є конструктивною та механічною основою трансформатора. Він виконується з окремих листів електротехнічної сталі, які ізольовані один від одного. Якість електротехнічної сталі впливає на допустиму магнітну індукцію та втрати у магнітопроводі. Зменшення питомих втрат у сталі, ретельне збирання магнітопроводу, застосування безшпилечних конструкцій, з’єднання стрижнів з ярмом за допомогою косого шихтування дозволяють зменшити втрати холостого ходу та струм намагнічування трансформатора. У сучасних потужних трансформаторів струм намагнічування становить 0,5÷0,6% $I_{НОМ}$ (у трансформаторів з гарячекатаною сталлю

струм намагнічування досягає 3% $I_{НОМ}$), а втрати холостого ходу зменшуються наполовину.

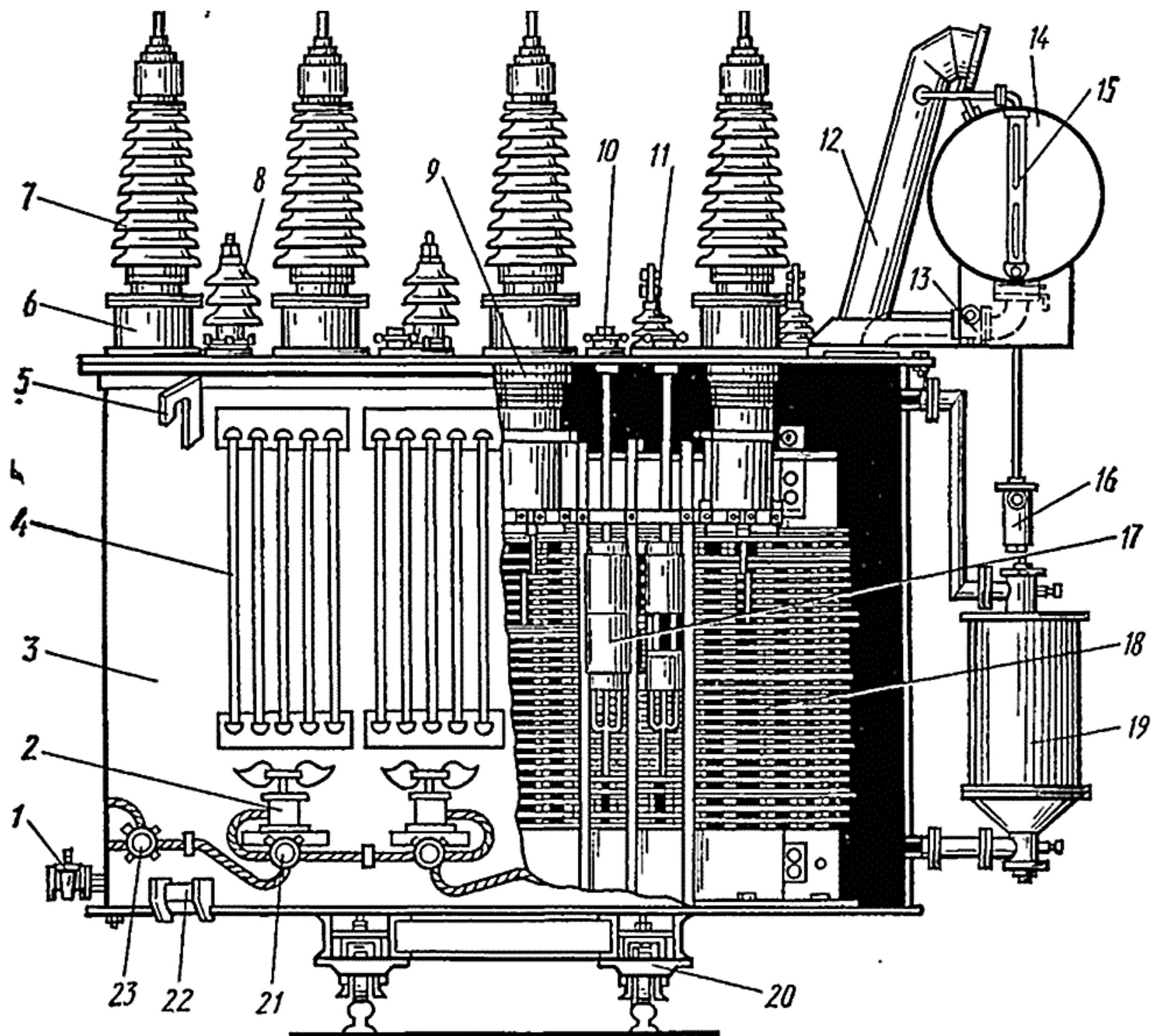


Рис. 4.3 Трифазний триобмотувальний трансформатор ТДТ-16000/110 у зібраному вигляді:

1 - кран, 2 - вентилятор, 3 - бак, 4 - радіатор, 5 - гак, 6 - перехідний фланець з установкою трансформаторів струму, 7 - увід 110 кВ, 8 - увід 35 кВ, 9 - паперово-бакелітовий циліндр уводу 110 кВ , 10 - привод перемикаючого пристрою ПБВ, 11 - увід НН (10 кВ), 12 - вихлопна труба, 13 - газове реле, 14 - розширювач, 15 - масловказівник, 16 - повітроосушувач, 17 - перемикач обмотки ВН, 18 - обмотка ВН (110 кВ), 19 - термосифонний фільтр, 20 - каретка, 21 - розподільна коробка, 22 - майданчик для встановлення домкрата, 23 – магистральна коробка.

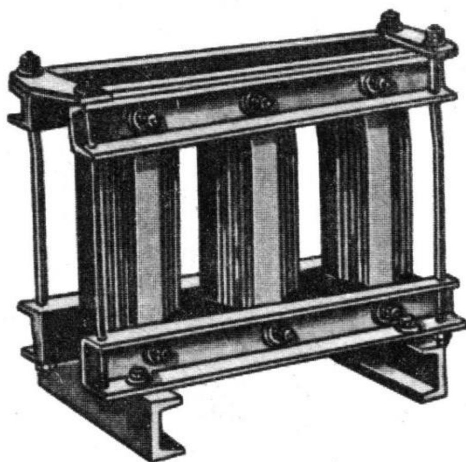
Листи трансформаторної сталі повинні бути добре ізольовані один від одного. Раніш широко використовувались паперова ізоляція – листи окліювалися з одного боку тонким шаром спеціального паперу. Папір створює повну електричну ізоляцію між листами але легко пошкоджується при збиранні та збільшує розміри магнітопроводу. Широко застосовується ізоляція листів лаком з товщиною шару 0,01 мм. Лакова плівка створює надійну ізоляцію між листами, забезпечує добре охолоджування магнітопроводу, має велику нагрівостійкість та не ушкоджується при збиранні. Останнім часом все ширше застосовується двобічне жаростійке покриття листів сталі. Товщина покриття менше 0,01 мм, що забезпечує кращі властивості магнітної системи. Стяжка

стрижнів виконується склобандажами, а ярма стягуються сталевими полубандажами або бандажами.

На підстанціях промислових підприємств переважно застосовуються силові двохобмоточні трансформатори серії ТМ (трансформатор масляний) потужністю до 1600 кВА включно з природнім масляним охолодженням.

Магнітопровід таких трансформаторів (рис. 4.4, а і б) являє собою зібрану з листової сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм конструкцію, яка складається з трьох вертикальних стрижнів 1, зв’язаних верхнім 2 та нижнім 12 ярмами. На стрижнях розташовуються обмотки трансформатора, а ярма, з’єднуючі стрижні магнітопроводу створюють замкнений магнітопровід. Для зменшення вихрових струмів листи сталі магнітопроводу покриті тонким шаром лаку.

а)



б)

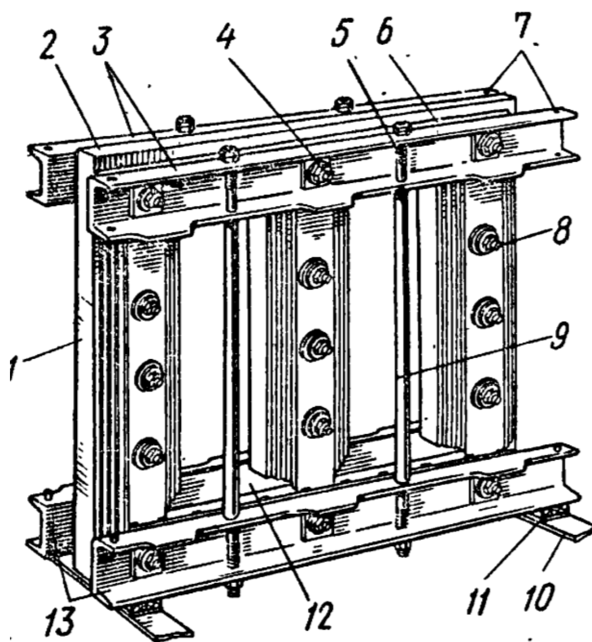


Рис. 4.4 Стрижневі магнітопроводи двообмоточних силових трансформаторів: а) потужністю 100 кВА;б) потужністю 1000 кВА:

1 – стрижень; 2 та 12 – верхнє та нижнє ярма магнітопроводу; 3 та 13 – ярмові балки верхнього та нижнього ярм; 4 та 8 – горизонтальні пресуючі шпильки; 5 – вертикальні пресуючі шпильки; 6 – прокладки з електрокартона, які ізолюють ярмові балки від ярма магнітопроводу; 7 – отвір в ярмових балках; 9 – бакелітова трубка, яка ізолює вертикальну шпильку; 10 – сталева пластина; 11 – дерев’яна планка.

Листи сталі магнітопроводу щільно спресовані за допомогою шпильок 4 та 8 та ярмових балок 3 з швелерної сталі. Для зменшення локальних нагрівів магнітопроводу та зниження втрат від вихрових струмів шпильки та ярмові балки ізольовані від активної сталі магнітопроводу.

Обмотки трансформаторів можуть бути концентричними та почережними (рис. 4.5, а та б). У першому випадку обмотки НН та ВН виконуються у вигляді циліндрів, які розташовуються на стрижні концентрично одна відносно другої. Таке виконання прийняте у більшості силових трансформаторів. У другому випадку обмотки ВН та НН виконуються у вигляді невисоких циліндрів з однаковими діаметрами та розташовуються на стрижні одна над іншою. Таке розташування обмоток використовується в сухих трансформаторах, які застосовуються на підстанціях метрополітенів .Обмотки трьохобмоткового трансформатора (рис. 4.5, г) розміщують на стрижнях концентрично в наступному порядку: ВН – ззовні, НН –всередині, біля

стержня, СН між обмотками ВН та НН. При такому розміщенні напруга КЗ між обмотками ВН та СН має мінімальне значення, що дозволяє передати більшу потужність у мережу СН з мінімальними втратами. В той же час, напруга КЗ між обмотками ВН та НН відносно велика, що сприяє обмеженню струму КЗ у мережі НН.

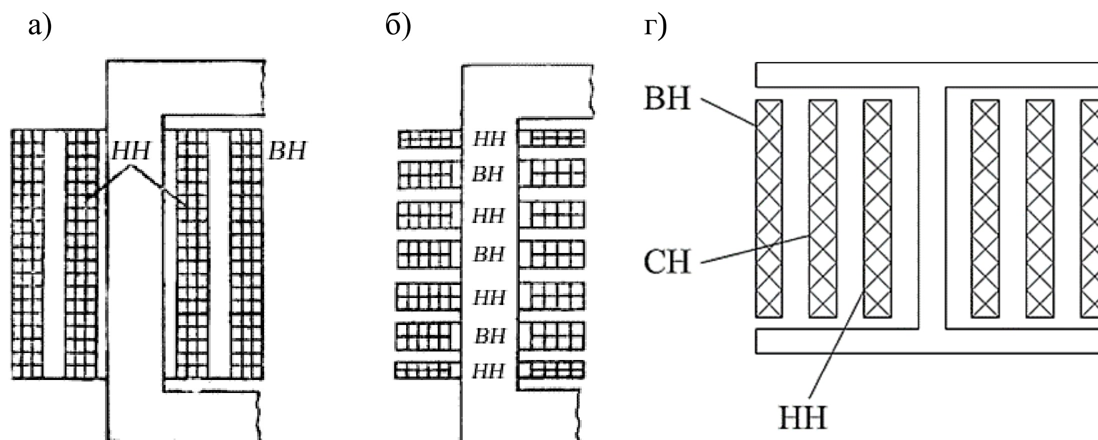


Рис. 4.5 Розташування обмоток ВН СН та НН на стрижні магнітопроводу: а) концентричне; б) почережне; г) обмотки трьохобмоткового трансформатора

Обмотки трансформаторів за звичай мають схеми з'єднання: зірка, зірка з виведеною нейтраллю та трикутник (рис. 4.7).

Трифазні трансформатори мають такі з'єднання обмоток:

- зірка Y;
- зірка з виведеною нейтраллю $Y_н$;
- трикутник.

При збиранні схем обмоток трансформаторів велике значення надається не тільки отриманню результуючої напруги на їх затискачах, але й напрямок векторів напруг первинних та вторинних обмоток, який визначає група з'єднань обмоток трансформаторів.

Групою з'єдання обмоток називається кутовий зсув між однойменними векторами лінійних напруг первинної та вторинної обмоток трансформатора. Цей кутовий зсув приводиться до циферблату годинника (рис. 4.6). Вектор напруги обмотки вищої напруги виконує роль хвилинної стрілки та суміщується з числом 12 циферблату. Вектор напруги обмотки нижчої напруги, виконуючи роль годинникової стрілки, вказує групу з'єднань груп обмоток, яка дорівнює часу на умовному годиннику.

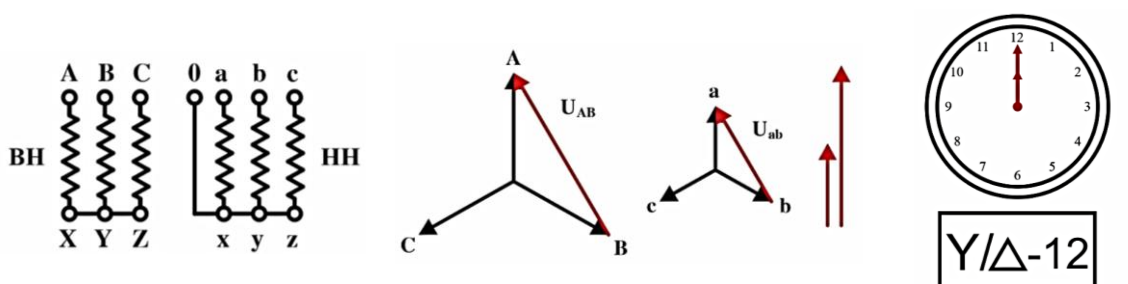


Рис. 4.6 Визначення групи з'єдання обмоток

Тобто група з'єднання обмоток трансформатора – це кутове зміщення векторів лінійних ЕРС обмоток СН та НН відносно лінійних векторів відповідних ЕРС обмотки ВН. Зміщення фаз лежить у межах від 0 до 360^0, а кратність зсуву складає 30^0, тому групи з'єднання обмоток позначається числом від 1 до 12. Кожна одиниця відповідає куту

зсуву в 30^0 вектора лінійної ЕРС обмотки НН відносно вектора лінійної ЕРС обмотки ВН в напрямку руху стрілки годинника.

Найбільшого розповсюдження в енергосистемах отримали такі схеми та групи з'єднання двохобмоткових трансформаторів:

- зірка – зірка з виведеною нейтраллю Y/Yн - 0;
- зірка – трикутник Y/Δ - 11;
- зірка з виведеною нейтраллю – трикутник Yн/Δ - 11 (рис 4.7, а).

Для триобмоткових трансформаторів найбільш розповсюдженою є схема та група з'єднань обмоток Yн/Y/Δ - 0,11 (рис. 4.7, б).

Група 0 характеризує відсутність кутового зсуву між векторами лінійних напруг обмоток Yн та Y, а група 11 – наявність кутового зсуву 30° між векторами лінійних напруг обмоток Y(Yн) та Δ.

Крім однофазних та трифазних, двох- та трьохобмоткових трансформаторів застосовують трансформатори з розщепленими фазами на боці нижчою напруги (рис. 4.7, *г*). Трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги є різновидом трьохбмоткових трансформаторів (рис. 4.7, *г*). У такому трансформаторі обмотка нижчої напруги виконана із двох частин (гілок), розташованих симетрично відносно обмотки вищої напруги (ВН). Номінальні напруги гілок однакові. Потужність кожної обмотки нижчої напруги (НН) становить частину номінальної потужності трансформатора (при двох гілках – половину, при трьох – 1/3 номінальній потужності).

У трифазному трансформаторі обидві частини розщепленої обмотки розміщені на загальному стрижні відповідної фази, одна над другою, а в однофазних трансформаторах – на різних стрижнях. Кожна гілка розщепленої обмотки має самостійні виводи. Розподіл навантаження між гілками може бути яким завгодно, наприклад: одна гілка навантажена повністю, а друга – відключена або обидві навантажені повністю.

Трансформатори з розщепленими обмотками НН забезпечують можливість приєднання кількох генераторів до одного підвищувального трансформатора. Широке застосування трансформатори з розщепленими обмотками НН отримали в схемах живлення власних потреб ТЕС з блоками 200 – 1200 МВт, а також на знижувальних підстанціях з метою обмеження струмів КЗ.

Крім того, трансформатори з розщепленими обмотками НН знайшли застосування в перетворювальних агрегатах тягових підстанцій постійного струму в якості тягових трансформаторів.

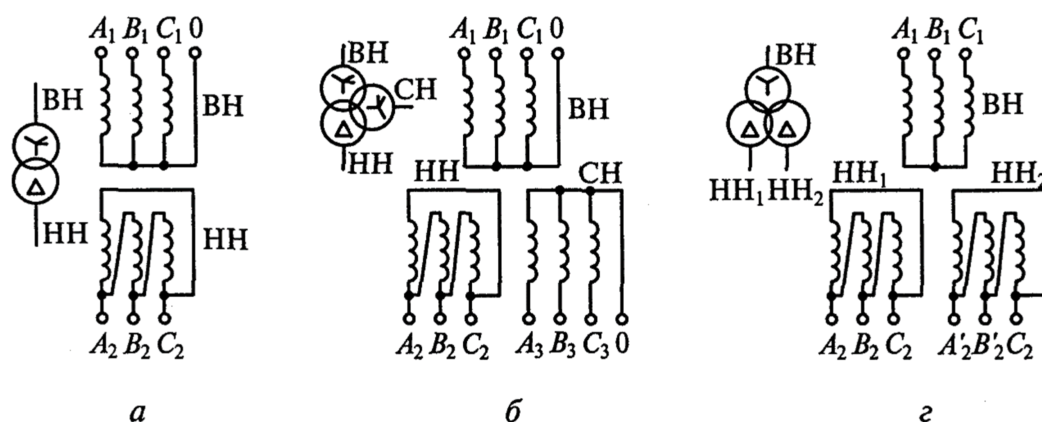


Рис. 4.7 Принципова схема трансформаторів:
а) двохобмоткового; б) трьохобмоткового; в) з розщепленими обмотками нижчої напруги.

Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних двох, трьохобмоткових трансформаторів приведені у табл. 4.1 та 4.2.

Таблиця 4.1 - Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних двохобмоткових трансформаторів [13]

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруги холостого ходу		Умовне позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Yн – 0
				Yн/Y – 0
				Y/Δ – 11
				Yн/Δ – 11
				Δ/Yн – 11
				Δ/Δ 5 0

Таблиця 4.2 - Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних трьохобмоткових трансформаторів

Схема з'єднання обмоток			Діаграма векторів напруги холостого ходу			Умовне позначення
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						Yн/Yн/Δ – 0-11
						Yн/Δ /Δ – 11-11

Початок фазних обмоток ВН трифазних трансформаторів позначають великими літерами А, В, С, кінці – літерами X, Y, Z. Початок обмоток НН позначають малими літерами, кінці – літерами x, y, z. Для триобмоткових трансформаторів початок обмоток середньої напруги (СН) позначаєть літерами A_m, B_m, C_m, кінці – літерами X_m, Y_m, Z_m. В схемі з'єднання обмоток трансформаторів відгалуження нейтралі робиться на зовнішній затискач та позначається літерою N (для трансформаторів зі схемою з'єднання $Y_н$).

Якщо обмотка ВН має напругу 110 кВ та вище, то її з'єднують в $Y_н$, якщо обмотка СН має напругу 35 кВ, то її з'єднують в Y якщо обмотка НН має напругу 10 кВ, то її з'єднують в трикутник. В експлуатації знаходяться силові трансформатори з напругою обмотки ВН – 35кВ. Таку обмотку з'єднують в зірку .

З'єднання у зірку обмоток ВН дозволяє використовувати внутрішню ізоляцію з розрахунку фазної ЕРС, тобто в $\sqrt{3}$ раз менше лінійної. Обмотки НН з'єднуються в трикутник, що дозволяє зменшити переріз обмоток, розрахований та фазний струм $I/\sqrt{3}$.

Крім того, при з'єднанні обмоток у трикутник створюється замкнений контур для струмів вищих гармонік, кратних трьом, які при цьому не виходять у зовнішню мережу, внаслідок чого поліпшується симетрія напруг при навантаженні.

З'єднання обмоток у зірку з виведеною нульовою точкою застосовується в тому випадку, коли нейтраль обмотки повинна бути заземлена. Ефективне заземлення нейтралі обмоток ВН обов'язково у трансформаторах 330 кВ і вище та у всіх автотрансформаторах. Системи 110, 150 та 220 кВ також працюють з ефективно заземленою нейтраллю, проте для зменшення струмів однофазного КЗ нейтралі частини трансформаторів можуть бути розземлені. Так як ізоляція нульових видів зазвичай не розрахується на повну напругу, то в режимі розземлення нейтралі необхідно знизити можливі перенапруги шляхом приєднання обмежувачів перенапруг до нульової точки трансформатора (рис. 4.8).

Заземлення та розземлення нейтралі в мережах напругою 110 кВ здійснюється за допомогою однофазного заземлювача зовнішньої установки типу ЗОН – 110, конструкція якого наведена в розділі 7. Нейтраль заземлюється також на вторинних обмотках трансформаторів, що живлять чотирипровідні мережі 380/220 та 220/127 В.

Нейтралі обмоток при напрузі 10 - 35 кВ не заземлюються або заземляються через реактор, що дугогасить, для компенсації ємнісних струмів.

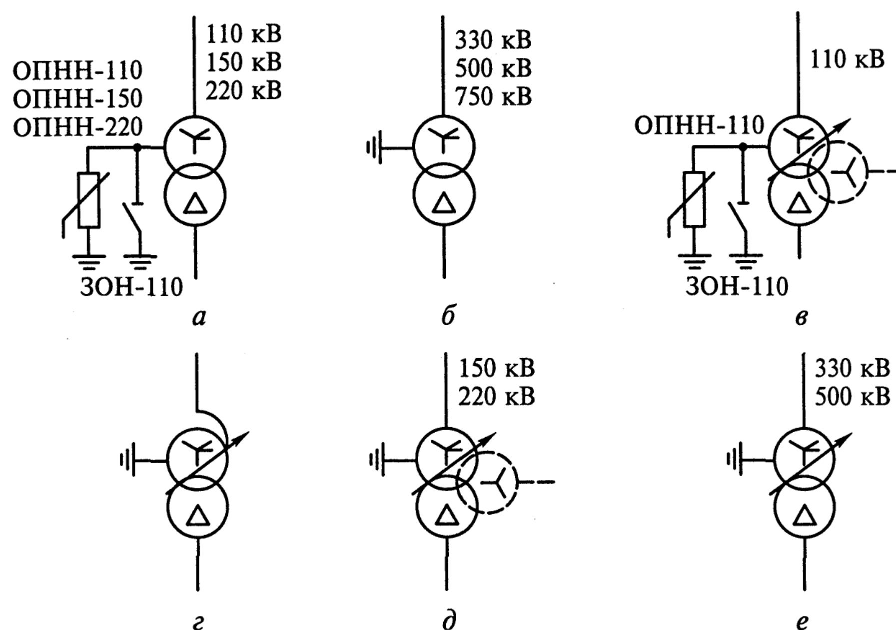


Рис. 4.8 Способи заземлення нейтралів трансформаторів та автотрансформаторів:
а – трансформаторів 110-220 кВ без РПН; б трансформаторів 330-750 кВ без РПН; в - трансформаторів 110 кВ із РПН; г - автотрансформаторів усіх напруг; д - трансформаторів 150-220 кВ з РПН; е - трансформаторів 330-500 кВ з РПН

Обмотки трансформаторів (рис. 4.9) різноманітні за конструкцією найбільш розповсюдженими є циліндричні та безперервні, які виконуються круглими або прямокутними проводами з застосуванням ізоляції у вигляді бавовняно-паперового прядива.

Одношарова циліндрична обмотка (рис. 4.9, а) намотується одним або кількома проводами одним шаром за гвинтовою лінією з розташуванням початку та кінця обмоток на її протилежних торцях.

Двошарову обмотку (рис. 4.9, б) намотують аналогічно одношаровій обмотці але з розташуванням провідників в два шари.

Багатошарову циліндричну обмотку (рис. 4.9, в) виконують круглим проводом, який намотується на паперово-бакелітовий циліндр з прокладанням між шарами проводів кількох листів кабельного паперу. В силових трансформаторах потужністю 1000 кВА та вище застосовують безперервні обмотки (рис. 4.9, г), які складаються з послідовно з'єднаних секцій (котушок). Ці секції намотуються плоскими проводами. Безперервними називають ці обмотки тому, що їх намотують без розривів та пайок.

Гвинтові одно- і багатошарові обмотки виконують із декількох паралельних проводів прямокутного перерізу. При цьому витки укладають по гвинтовій лінії, що має один або кілька ходів (рис. 4.9, д). Для того щоб всі паралельні провідники однаково навантажувалися струмом, виконують транспозицію (перекладку) цих провідників. При транспозиції прагнуть, щоб у межах одного витка кожний провідник займав всі положення.

Ізоляція трансформатора є відповідальною частиною, тому що надійність роботи трансформатора визначається в основному надійністю його ізоляції. В масляних

трансформаторах основною ізоляцією є масло у комбінації з твердими діелектриками: папером, гетинаксом, деревом, електрокартоном. У сухих трансформаторах широко застосовуються ізоляційні матеріали на основі кремнійорганічних матеріалів, які мають високу теплостійкість.

Активну частину трансформатора разом з відводами та пристроєм для регулювання напруги розташовують в баку.

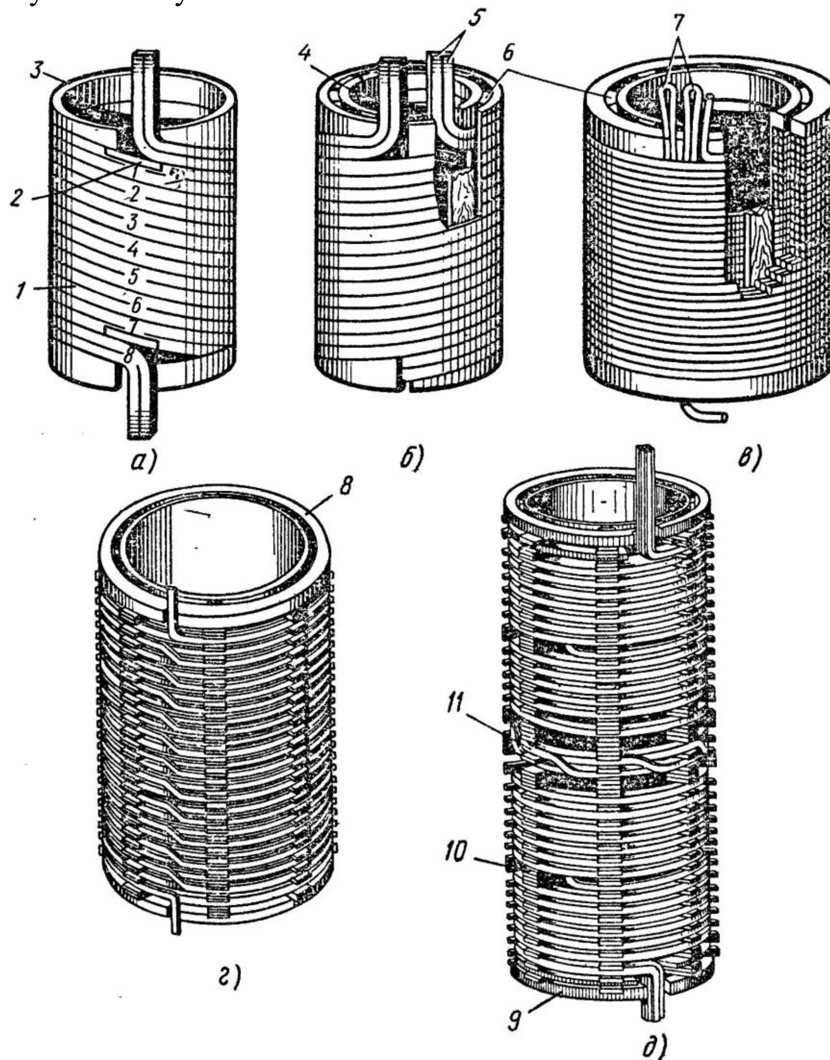


Рис. 4.9 Конструкція циліндричних обмоток силових трансформаторів:
а) одношарова; б) двошарова; в) багатошарова; г) безперервна; д) гвинтова:
1 – витки прямокутного провода; 2 – короб з електрокартону для посилення крайніх витків обмотки; 3 – розрізні вирівнюючі кільця; 4 – паперово – бакелітовий циліндр; 5 – кінець першого шару обмотки; 6 – вертикальні рейки; 7 – внутрішні відгалуження обмотки; 8 – опорні ізоляційні кільця; 9 – кінцева ізоляція; 10 та 11 – групова та загальна транспозиції витків обмотки.

Ізоляція трансформатора є відповідальною частиною, тому що надійність роботи трансформатора визначається в основному надійністю його ізоляції. В масляних трансформаторах основною ізоляцією є масло у комбінації з твердими діелектриками: папером, гетинаксом, деревом, електрокартоном. У сухих трансформаторах широко застосовуються ізоляційні матеріали на основі кремнійорганічних матеріалів, які мають високу теплостійкість.Активну частину трансформатора разом з відводами та пристроєм для регулювання напруги розташовують в баку.

Ізоляція обмоток трансформаторів залежить від їхньої робочої напруги й значень

випробувальних напруг.

Обмотки трансформаторів, які працюють у мережах з ефективно заземленої нейтраллю (110 кВ і вище) виконуються з ізоляцією на повну напругу тільки лінійного виводу. Ізоляція обмотки іншого виводу, що підлягає заземленню, розраховується на меншу напругу. Такі обмотки виконуються концентричними. Ближче до осердя розташовується низьковольтна обмотка (рис. 4.10).

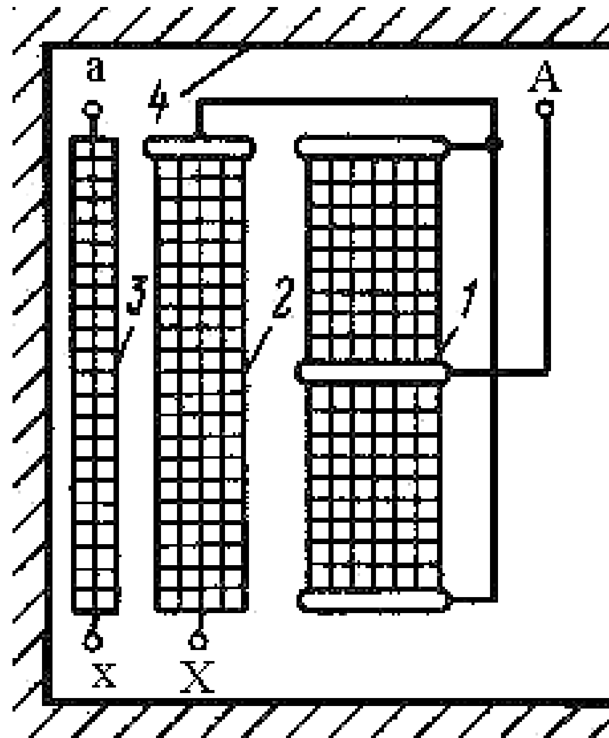


Рис. 4.10 Розташування обмоток трансформатора номінальною напругою 110 кВ і вище:
1 – зовнішня частина обмотки ВН; 2 – внутрішня частина обмотки ВН;
3 – обмотка НН; 4 – магнітопровід

Первинна (високовольтна обмотка) ділиться на дві частини. Зовнішня частина підключається до лінійного виводу і складається із двох напівобмоток, намотаних у протилежних напрямках і з'єднаних паралельно. Внутрішня частина первинної обмотки підключається до заземленого виводу. У такий спосіб вдається іс-тотно знизити рівень ізоляції (тобто зменшити ізоляцію торців обмотки).

Основні частини баку – стінки, дно та кришка. Кришку використовують для встановлення вводів, вихлопної труби, кріплення розширювача, термометрів та інших деталей. На стінці баку укріплюють охолоджувальні пристрої – радіатори. Для зменшення втрат від потоків розсіювання, стальні баки екрануються з внутрішньої сторони пакетами з електротехнічної сталі чи пластинками з немагнітних матеріалів (мідь, алюміній).

Баки мають, як правило, овальну форму (рис. 4.11), яка максимально наближена до форми активної частини трансформатора, що розташовується у баку. Овальний бак являє собою механічно міцну зварну конструкцію з листової сталі, технологічну у виготовленні. Баки з гладкими стінками (рис. 4.11, а) мають відносно невелику поверхню охолодження і тому застосовуються для трансформаторів невеликої потужності (до 63 кВА). В більш потужних трансформаторах баки бувають ребристими (рис. 4.11, б), трубчастими (рис. 4.11, в) або радіаторними (рис. 4.11, г). Ребра, труби та радіатори у баків створюють додаткову поверхню охолодження масла, тобто поліпшують умови

роботи всіх частин трансформатора, які розташовані у баку. Трубчасті баки мають трансформатори потужністю від 63 до 1600 кВА.

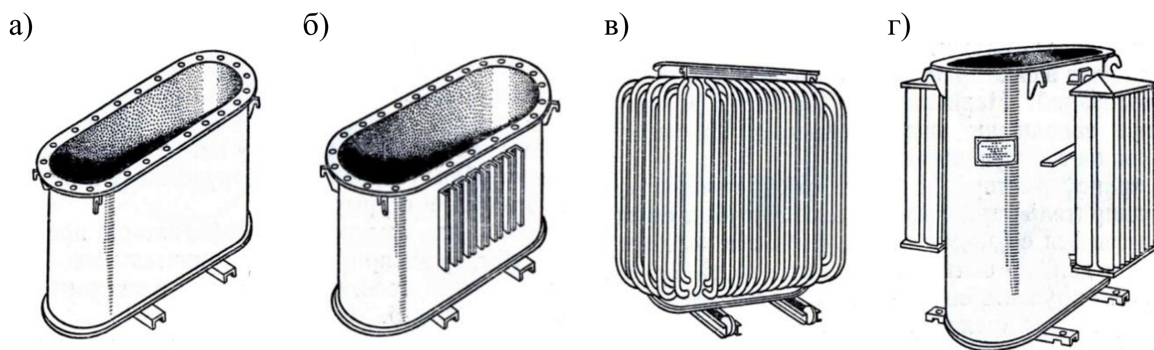


Рис. 4.11 Баки силових трансформаторів:
а – гладкий; б – ребристий; в – трубчастий; г – радіаторний

В теперішній час разом з круглими трубами баки багатьох трансформаторів, що випускаються, оснащують овальними циркуляційними трубами, які мають кращу тепловіддачу у порівнянні з круглими. Це дозволяє більш компактно розташовувати циркуляційні труби по периметру бака.

Кришка слугує для герметизації бака, а також встановлення на ній (як зазначалося вище) розширювача, запобіжної труби, уводів, приводу перемикача та гільзи для термометра, а також патрубка для з'єднання бака з розширювачем та іншого обладнання. У розсічку патрубка встановлюють газове реле. Для встановлення обладнання маються спеціальні отвори у кришці.

Розташування на кришці трансформатора запобіжної труби, розширювача, з'єднувального патрубка з врізаним в нього пробковим краном та газовим реле показано на рис. 4.12, а,б.

Розширювач трансформатора— це посудина, з'єднана з баком трубопроводу та призначена для зменшення площини зіткнення масла з повітрям (рис. 4.12, а). Бак трансформатора повністю заливається маслом. Зміна об'єму масла при нагріванні та охолодженні призводить до коливання рівня масла в розширювачі; при цьому повітря витискується з розширювача чи всмоктується в нього. Масло дуже гігроскопічне, і якщо розширювач безпосередньо зв'язаний з атмосферою, то волога з повітря надходить в масло, різко знижуючи його ізоляційні властивості. Щоб запобігти цьому, розширювач зв'язаний з довкіллям через силікагелевий повітреосушувач. Силікагель поглинає вологу, яка всмоктується з повітря.

На одній з торцевих стінок розширювача встановлений вказівник рівня масла (масловказівник) та нанесені фарбою три горизонтальні риски з контрольними цифрами +40^{0}С, +15^{0}С та -45^{0}С, які вказують допустимі зміни температури оточуючого повітря. При роботі трансформатора температура його масла в середньому може перевищувати температуру оточуючого повітря на 40^{0}С і як слідство, діапазон коливань температури масла в трансформаторах від -45^{0}С до +80^{0}С, тобто 125^{0}С. Такі коливання температури можуть викликати різкі зміни об'єму масла і вони компенсуються розширювачем.

До бака трансформатора кріпиться **термосифонний фільтр**, заповнений силікагелем чи іншою речовиною, поглинаючою продукти окислення масла. При циркуляції масла через фільтр здійснюється його регенерація.

Силікагель – це сорбент, здатний убирати значну кількість вологи з навколишнього середовища. В основі гелю лежить кремнієва кислота, що випускається у формі безбарвних кульок. Пористі гранули, накопичують вологу та утримують її. Поверхня гелю насичується вологою, потім гранули втрачають активність поглинання. Деякі склади можуть відновлювати властивості, що вбирають вологу. Коли гранули

наповнюються вологою, вони можуть змінювати колір.

Для контролю за роботою трансформатора передбачається встановлення контрольно-вимірювальних та захисних пристроїв. До контрольних пристроїв відносяться **масловказівник та термометр**. Масловказівник розташовується на розширювачі, термометр – на кришці баку.

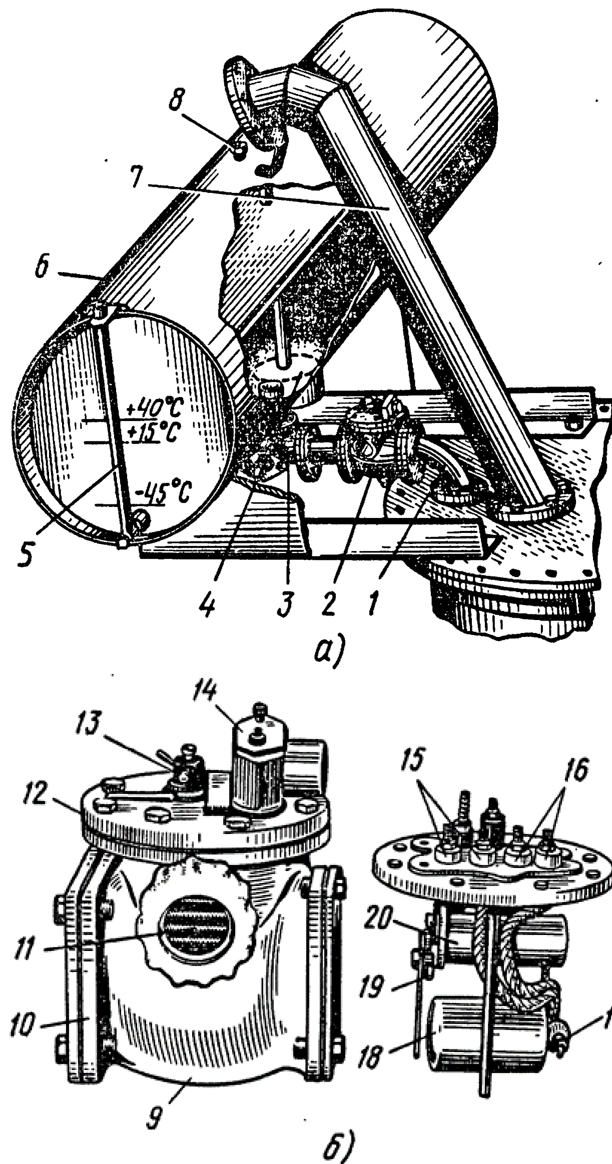


Рис. 4.12 Розташування частини обладнання трансформатора на кришці його баку (а) та конструкція газового реле ПГ-22 (б):
1 – маслопровід; 2 – газове реле; 3 – пробковий кран; 4 – відстійник; 5 – масловказівник; 6 – розширювач; 7 – запобіжна труба; 8 – пробка маслозливного отвору; 9 – корпус газового реле; 10 – фланець; 11 – оглядове вікно; 12 – кришка; 13 – кран для спуску газів з реле; 14 – коробка затискачів; 15,16 – затискачі кіл сигналізації та вимкнення; 17,19 – ртутні контакти кіл відключення та сигналізації; 18,20 – нижній та верхній поплавки

Для захисту трансформатора від ушкодження при бурхливому газоутворенні в баку використовують **запобіжну трубу**, яка встановлюється на кришці трансформатора. Вона являє собою сталевий циліндр з “коліном” у верхній частині. Нижня частина циліндру закінчується фланцем, за допомогою якого запобіжна труба кріпиться над отвором в

кришці трансформатора. На кінці коліна встановлена скляна діафрагма (мембрана). Місця кріплення циліндра та діафрагми ущільнені прокладками.

Розширювач з'єднаний з баком за допомогою патрубку (маслопроводу), у розсічку якого встановлені пробковий кран та газове реле.

Газове реле (рис. 4.12, б) застосовується для сигналізації про виникнення в частинах трансформатора, розташованих в його баку ушкоджень, які викликають місцеве нагрівання, і внаслідок чого відбувається розкладання дерева чи ізоляції, що супроводжується інтенсивним створюванням газів. Газове реле реагує також на різке зниження рівня масла, яке пов'язане з його утіканням з баку трансформатора. При тяжких ушкодженнях, які можуть викликати аварію, контакти реле замикають коло приладів, які вимикають трансформатор.

Згідно з Правилами [15] та [22] для забезпечення вільного проходу газів через реле необхідного мати підйом 1 - 1,5% у трансформатора та 2 - 4% у з'єднувальної труби у бік розширювача (рис. 4.13).

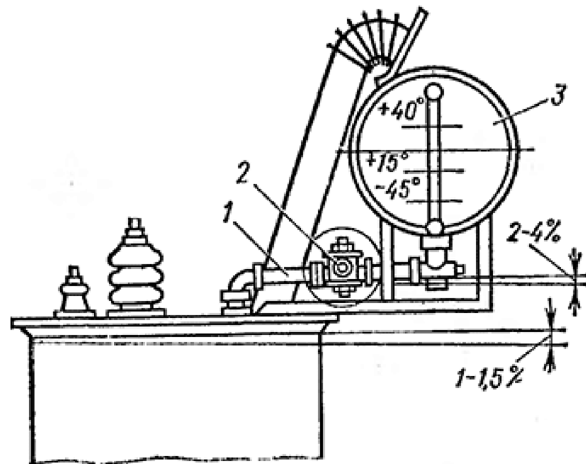


Рис. 4.13 Установка газового реле:
1 - труба, що з'єднує кожух трансформатора з розширювачем; 2 – газове реле; 3 – розширювач.

В експлуатації знаходяться газові реле різних конструкцій (поплавкові та чашкові) та різних типів (наприклад РГЧ-66 та ПГ-22).

Для приєднання трансформаторів до елементів електричної мережі є **уводи**. Їхні види та конструкції залежать від класу напруги мережі та обмотки, від номінальних робочих струмів, від виду мережі (повітряна або кабельна), а також від кліматичних умов, в яких працюють трансформатори зовнішньої установки. Уводи трансформаторів, які встановлюються всередині приміщень, мають гладку зовнішню поверхню, а уводи трансформаторів, призначених для зовнішнього установлення, комплектують ребрами, число яких залежить від напруги відповідної обмотки трансформатора. При наявності ребер збільшується відстань між струмоведучим стрижнем і корпусом по поверхні ізолятора і зменшується ймовірність поверхневого розряду під час дощу, при попаданні на ізолятор листків тощо.

За електричними параметрами, заповнення та призначення уводи поділяються на групи:

– складові уводів класів напруги 0,5-1 кВ, що застосовуються для силових трансформаторів I-III габаритів на стороні НН;

– знімні (розбірні) введення класів напруги 10-35 кВ, що застосовуються для всіх трансформаторів на сторонах ВН, СН та НН;

– маслонаповнені введення класів напруги 35 та 110 кВ;

– маслопідпірні вводи;
– уводи із твердою ізоляцією.

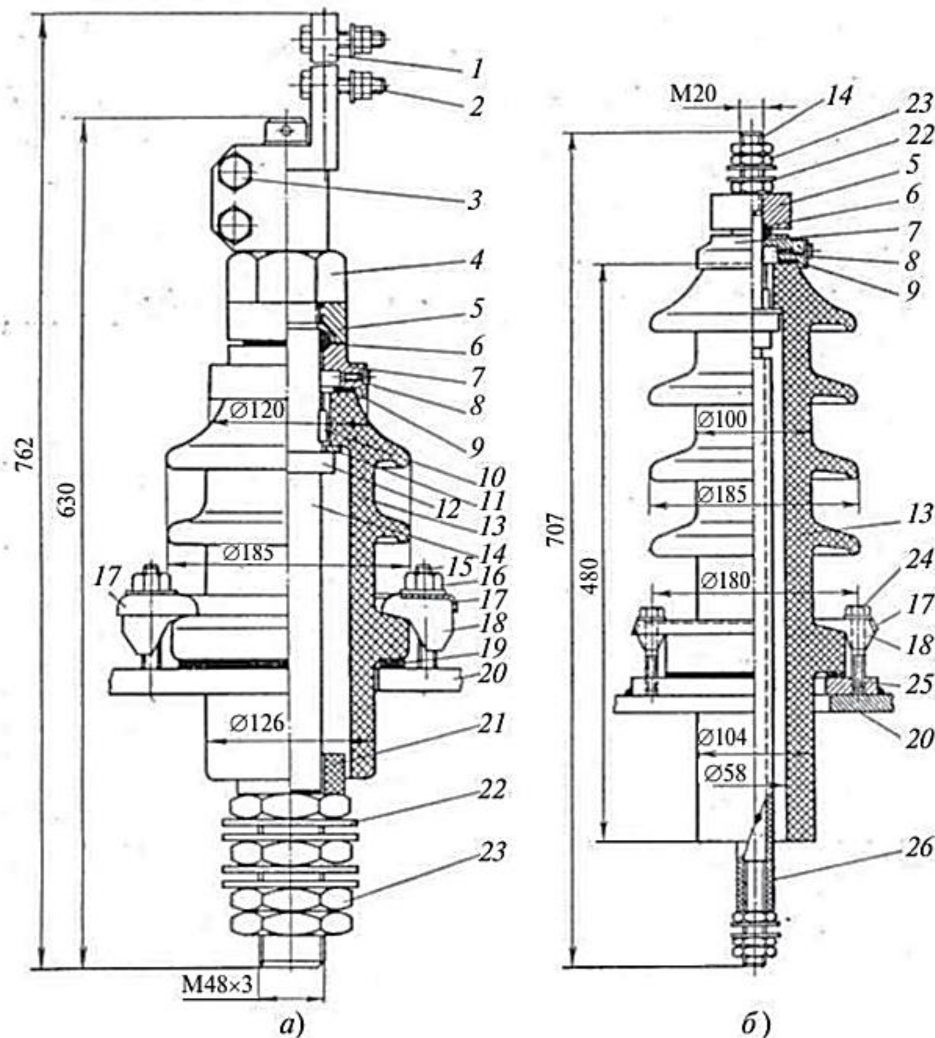


Рис. 4.14 Знімні вводи (розбірні):
а) - на напругу 6-10 кВ і струм 3000 А; б - на напругу 35 кВ і струм 600 А:
1 - контактний наконечник; 2 - болт з гайками та шайбами; 3 - болт наконечника; 4 - спеціальна гайка; 5 - латунна втулка; б - гумове кільце; 7 - латунний ковпак; 8 - гвинт для спуску повітря; 9 - гумова шайба; 10 - виступ шпильки; 11-електрокартонна шайба; 12 - бортик шпильки; 13 - порцеляновий ізолятор; 14 - мідна шпилька; 15 - сталева шпилька; 16 - сталева гайка; 17 - штампований фланець; 18 - притискний кулачок; 19 - гумова прокладка; 20 - кришка; 21 - гетинаксова втулка; 22 - мідна шайба; 23 - латунна гайка; 24 - сталевий болт; 25 - настановний фланець, приварений до кришки; 26 - паперово-бакелітова трубка.

На силових масляних трансформаторах напругою 35 кВ та нижче встановлюють уводи знімної конструкції, що комплектуються з фарфорових ізоляторів, струмопровідних, кріпильних та ущільнювальних деталей. Конструкція знімного уводу на напругу 6-10 кВ і струм 3000 показано на рис. 4.14, а. Струмопровідну шпильку уводу у верхній частині ущільнюють гумовим кільцем спеціальної форми та гумовою шайбою, загвинчуючи гайкою, при цьому шпилька наявним на ній бортиком спирається через шайбу на уступ фарфорового ізолятора. Двома виступами шпилька входить у вертикальні пази ізолятора, що оберігає її від провертання при загвинчуванні гайок.

Для під'єднання до мережі шпилька має у верхній частині контактний наконечник з болтами (з гайками та шайбами), який нагвинчують на шпильку і потім болтами, що стягують, закріплюють розрізну різьбову частину наконечника. При струмах менше 800 А для під'єднання уводу до зовнішньої мережі струмоведуча шпилька забезпечена замість знімного наконечника гайками та шайбами.

Гетинаксова втулка, розташована в нижній частині струмоведучої шпильки, служить для установки шпильки по осі, а шайби та гайки - для приєднання демпферів від обмотки НН до струмопровідної шпильки всередині бака. Для випуску повітря із уводу при заповненні його маслом передбачено гвинт, що знаходиться в латунному ковпаку.

На рис. 4.14, б показаний знімний увід на напругу 35 кВ та струм 600 А. Струмопровідна шпилька уводу має додаткову ізоляцію у вигляді паперово-бакелітової трубки 26. У фарфорових ізоляторів на 35 кВ порівняно з ізоляторами на 6—10 більш розвинена ізоляційна поверхня за рахунок більш високого ступеню оребрення.. Масло в увід вільно надходить з бака трансформатора при заповненні його маслом, при цьому повітрозпускний гвинт попередньо вигвинчують.

Маслонаповнені уводи (рис. 4.15, а) виконуються без нижніх фарфорових покришок. Нижня частина кістяка закрита литою твердою ізоляцією та знаходиться в маслі трансформатора. Простір між остовом та верхньою фарфоровою покришкою також сполучається з баком трансформатора.

У паперово-масляних уводах ізоляційним кістяком служить щільно намотаний кабельний папір, просочений трансформаторним маслом та розділений на шари зрівняльними обкладками з фольги. Увід має центральну металеву трубу, призначену для з'єднання основних деталей між собою. Уводи на напругу 110 кВ і вище заповнені трансформаторним маслом, що не сполучається з маслом бака трансформатора. Маслонаповнені уводи негерметичні і мають металеві розширювачі з гідравлічним затвором. Гідрозатвор (рис. 4.15, б) захищає масло від зволоження та забруднення механічними домішками, що містяться в атмосферному повітрі, а металевий розширювач – від шкідливого впливу сонячних променів.

На відміну від негерметичних паперово-масляних високовольтних уводів, у герметичних масло ізольовано від атмосферного повітря, вони не мають розширювача та гідрозатвору. Їх внутрішня ізоляція разом з остовом поміщена у фарфорові покришки, заповнені дегазованим трансформаторним маслом, що знаходиться під тиском.

Для компенсації температурних змін об'єму масла служать виносні баки тиску, заповнені трансформаторним маслом і з'єднані з уводом металевими гнучкими трубками з відпаленої міді. Компенсація температурних змін обсягів масла в уводі та баку тиску досягається установкою в баку набору з окремих компенсуючих елементів (сильфонів).

Компенсатори мають форму пустотілих дисків із тонкої білої жерсті та заповнені інертним газом — азотом чи аргоном. При збільшенні обсягу масла в результаті підвищення температури диски під тиском навколишнього масла дещо сплющуються; при зниженні температури об'єм масла в баку зменшується і диски в об'ємі збільшуються за рахунок різниці тисків газу всередині дисків та навколишнього масла в баку тиску.

Тиск у системі увід - бак тиску має відповідати кривій залежності тиску від температури навколишнього середовища; крива наведена у технічній документації на кожен тип уводу.

Тиск в уводі контролюється мановакуумметром, встановленим на вентилі сполучної втулки уводу. Герметичні вводи на напруги 110 та 220 кВ не мають окремих виносних баків тиску, пристрій, що компенсує, у них винесено на головку уводу.

Герметичні уводи з твердою ізоляцією складаються з твердого ізольованого кістяка, виготовленого намотуванням на центральну трубу уводу лакованого електроізоляційного паперу з подальшою термообробкою. Для вирівнювання електричного нуля паперове намотування розділене на шари обкладками, що проводять.

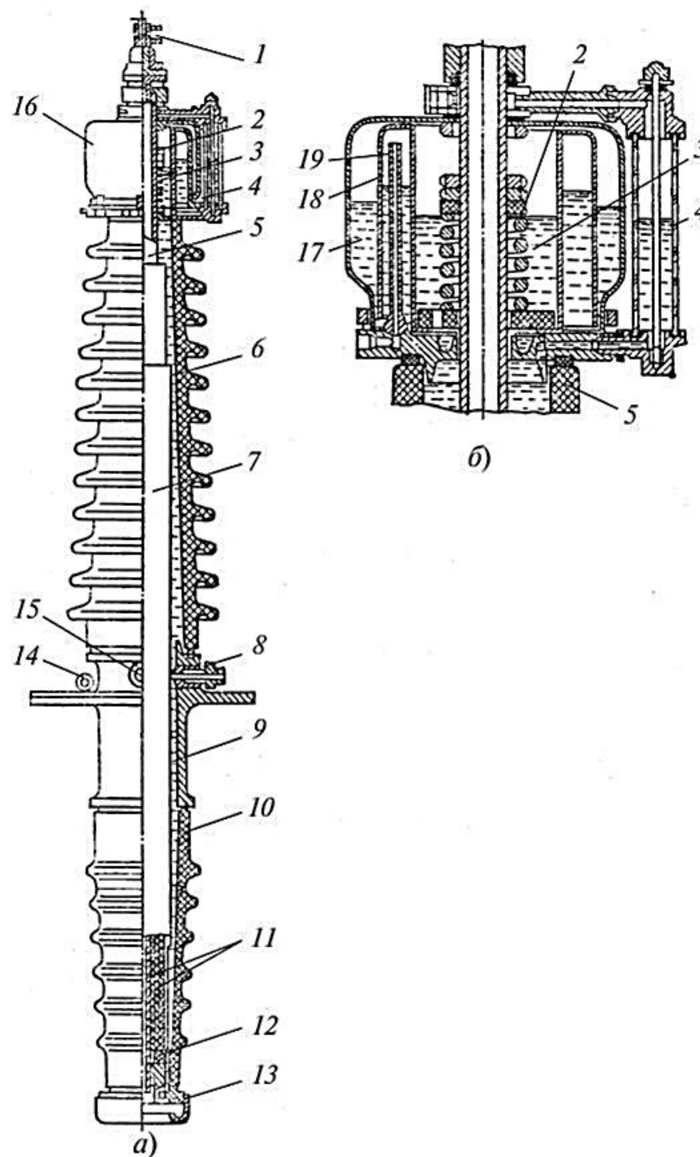


Рис. 4.15 Негерметичний увід з паперово-масляною ізоляцією на напруги 110 і 220 кВ:

1 - контактний затискач; 2 - гайки; 3 - спіральні пружини; 4 - масловказівник; 5 - сполучна труба; 6 - верхня фарфорова покришка; 7 - ізоляційний кістяк; 8 - вимірювальний вивід; 9 - сполучна втулка; 10 - нижня фарфорова покришка; 11 - зрівняльні обкладки з алюмінієвої фольги; 12 - гетинаксова шайба; 13 - екран; 14 - рим-болт; 15 - патрубок масловідбірного пристрою; 16 - маслорозширювач; 17 - гідравлічний затвор; 18 - камера; сполучається з атмосферою; 19 - дихальна трубка остова, верхньої та нижньої покришок.

Сухі трансформатори виготовляють потужністю до 16 МВА. У таких трансформаторах використовується не масляна, а тверда лита ізоляція, що складається з епоксидної смоли, затверджувача та активного порошкового наповнювача з кремнезему (двоокис кремнію). Розміри та маса активних частин сухих трансформаторів у порівнянні з масляними тієї ж потужності значно більше, але для них не потрібно бак, розширювач та інші пристрої, як в масляних трансформаторах.

Будова остова і обмоток сухого трансформатора аналогічно будові масляного. Трансформатори мають два типи виконання: без захисного кожуха і в металічному кожусі.

На рис. 4.16 зображено трифазний силовий сухий трансформатор 1. Обмотка вищої напруги (ВН) 9 трансформатора з'єднується у трикутник за допомогою з'єднувальних шин 2, має відпайки 3 для регулювання напруги. Шини або кабелі приєднуються до обмотки ВН у верхній частині з'єднувальних шин 4. Обмотка нижчої напруги (НН) 8 з'єднується в зірку. Вона має виводи 6 для приєднання шин або кабелів. Магнітний сердечник 7 виготовляється з листів кремнійвмісної сталі, стягується ярмовими балками та шпильками.

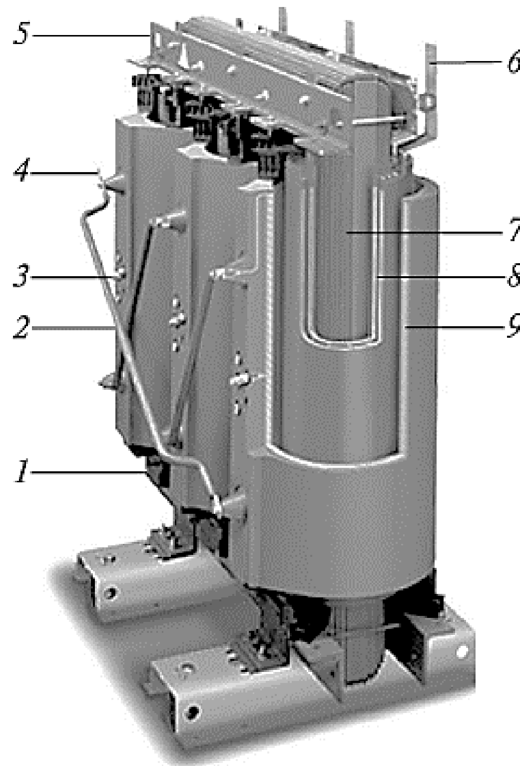


Рис. 4.16 Силовий сухий трансформатор

З метою відводу тепла від обмоток трансформатора застосовують різні **системи охолодження.** Природне повітряне охолодження здійснюється шляхом природної конвекції повітря і частково випромінюванням в повітря. Такі трансформатори отримали назву «сухих». Прийнято означати цей тип охолодження буквою С при відкритому охолодженні; при захищеному – СЗ; при герметизованому – СГ; з вимушеною циркуляцією повітря – СД. Припустиме перевищення температури обмотки сухого трансформатора залежить від класу нагрівостійкості ізоляції – для класу А – не більше 60^0С, для класу Е – 75^0С, для класу В - 80^0С, для класу F – 100^0С, для класу Н – 125^0С. Така система охолодження малоефективна, тому застосовується для трансформаторів потужністю до 1600 кВА напругою до 15 кВ.

Для трансформаторів невеликої та середньої потужності застосовують природне масляне охолодження (позначення системи – М). У таких трансформаторів є приварені до бака вертикальні труби або знімні радіатори, у які нагріте масло надходить із верхньої частини бака. Рухаючись униз по трубах, омиваних повітрям, масло охолоджується та надходить у нижню частину бака. З таким охолодженням виготовляються трансформатори потужністю до 16000 кВА включно. При номінальному навантаженні температура масла в верхніх шарах не повинна перевищувати +95^0С.

Для потужних трансформаторів природного охолодження недостатньо. У цьому випадку додається штучне охолодження радіаторів повітрям (дуття) за допомогою радіаторів (позначення системи – Д – примусова циркуляція повітря та природна

циркуляція масла). В цьому випадку в навісних охолоджувачах із радіаторних труб розміщуються вентилятори, які забирають повітря знизу та обдувають верхню частину труб. Пуск і зупинка вентиляторів можуть виконуватись автоматично в залежності від навантаження та температури масла. Трансформатори з таким охолодженням можуть працювати при повністю відключеному дутті, якщо навантаження не перевищує 100 % номінального, а температура верхніх шарів масла не більше 55^0C, а також при мінусових температурах навколишнього повітря та при температурі масла не вищій $+45^0$C незалежно від навантаження.

Паралельною роботою силових трансформаторів називається така їх робота, коли первинна та вторинна обмотки паралельно працюючих трансформаторів підключені до однойменних фаз первинної та вторинної мережі.

Паралельна робота трансформаторів допускається за наступних умов:

1. Групи з'єднань однакові, а співвідношення між потужностями не більше 1:3.
2. Коефіцієнти трансформації рівні чи відрізняються не більше чим на 0,5%.
3. Напруги короткого замикання рівні чи відрізняються не більше чим на 10%.
4. Перед вмиканням трансформаторів здійснюється їх фазування.

4.1.4 Регулювання напруги силових трансформаторів

Навантаження споживачів електроенергії змінюється протягом доби та сезону. Коливання навантаження викликає зміну втрат напруги в мережі і як наслідок - зміни напруги на шинах знижуючих підстанцій та на затискачах електроприймачів [10]. Для нормальної роботи споживачів необхідно підтримувати певний рівень напруги на шинах підстанції. В електричних мережах передбачають різні засоби регулювання напруги, один з них є зміна коефіцієнту трансформації. Обмотки трансформаторів мають додаткові відгалуження, за допомогою яких можна змінювати коефіцієнт трансформації.

$$K = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{w_{BH}}{w_{HH}}, \quad (4.8)$$

де $U_{BH}; U_{HH}$ - відповідно напруги обмотки вищої та обмотки нижчої напруги, кВ;
$w_{BH}; w_{HH}$ - відповідно кількість витків обмотки вищої та обмотки нижчої напруги.

Звідси знайдемо U_{HH}, маємо:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} \cdot w_{HH}}{w_{BH}}, \quad (4.9)$$

Тобто, щоб збільшити або зменшити напругу на обмотці НН необхідно зменшити або збільшити кількість витків на обмотці ВН.

Перемикання відгалуження може здійснюватись без збудження (ПБЗ), тобто після вимикання обмоток трансформатора від мережі чи під навантаженням (РПН). Пристрій ПБЗ дозволяє регулювати напругу в межах $\pm 2 \times 2,5\%$ для чого трансформатори крім основного виводу мають чотири відгалуження, перемикання яких здійснюється спеціальними перемикачами барабанного типу. Привід перемикача відгалужень змонтований на кришці баку. Пристрій ПБЗ не дозволяє регулювати напругу протягом доби, а придатний тільки для сезонного регулювання.

Регулювання під навантаженням (РПН) дозволяє перемикати без розриву кола. Пристрій РПН передбачає регулювання в межах ±10% до ±16% ступенями приблизно по 1,5% (для нових трансформаторів) та в межах ±10% ступенями приблизно по 2,5%

(для старих трансформаторів). Регульовані ступені виконуються на боці ВН, тому що менший по значенню струм дозволяє полегшити перемикаючий пристрій. Для розширення діапазону регулювання застосовують ступені грубого та тонкого регулювання. Для потужних трансформаторів діапазон регулювання становить ± 12 %, а кількість ступенів 8 – 10. Крім того у триобмоткових трансформаторів передбачається регулювання напруги без навантаження на боці середньої напруги в межах ± 5% (чотири ступені по 2,5%).

Керування перемикаючими пристроями апаратів РПН – дистанційне та автоматизоване але може виконуватись в ручному режимі. При дистанційному керування перехід з одного ступеню на інший (сусідній) вимагає біля 3 с.

Перехід з одного відгалуження на інше здійснюється так, щоб не розривати струм навантаження. Це досягається в спеціальних перемикаючих пристроях з реакторами (рис. 4.17), які складаються з рухомих контактів **а** та **в**, контакторів К1 та К2 та реактора Р [9].

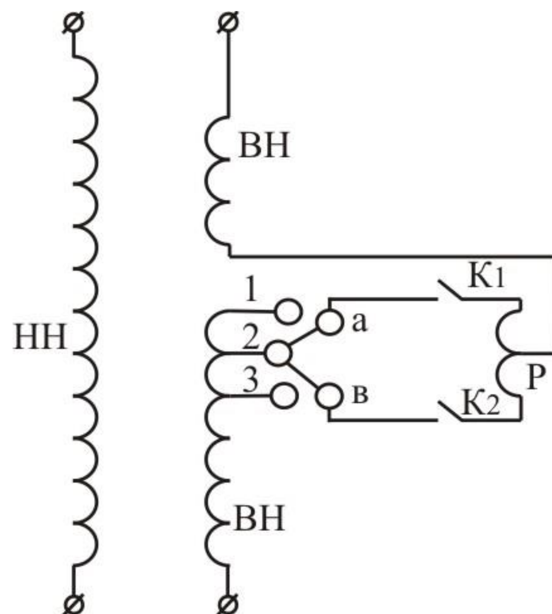


Рис. 4.17 Перемикаючий пристрій

У нормальних умовах роботи рухомі контакти, наприклад, знаходяться на відгалуженні 2 та контактори увімкненні. При переході з відгалуження 2 на відгалуження 3, вимикають контактор К2 та рухомий контакт в пересувають на відгалуження 3, після чого вмикають К2. Аналогічним чином пересувають рухомий контакт **а** на відгалуження 3. Реактор обмежує кидок зрівняльного струму.

Трифазний перемикаючий пристрій РПН з струмообмежуючим реактором (рис. 4.18) складається з привода, трифазного виборця та реактора.

Привод пристрою РПН розташований в коробці 2, яка закріплена на стінці бака 1 трансформатора та за допомогою вала 4 з’єднується з контактором, розташованим у баці 5, заповненим маслом, рівень якого контролюється вказівником 6.

Контактор з’єднується з трифазним виборцем 8 відгалужень фаз А, В та С. Основний виборець складається з 3 однофазних виборців, з’єднаних за допомогою паперово-бакелітових пробок 11. Контактор та виборець одночасно приводяться у дію приводом, який може бути увімкнений вручну чи електродвигуном. Електродвигун розташовується у приводі. Повний цикл перемикання зі ступеню на ступень здійснюється за одне обертання головного вертикального вала 4.Привод має пристрій кнопкового керування електродвигуном, систему сигналізації та лічильник кількості перемикань. Зазвичай привод доповнюють пристроєм дистанційного керування.

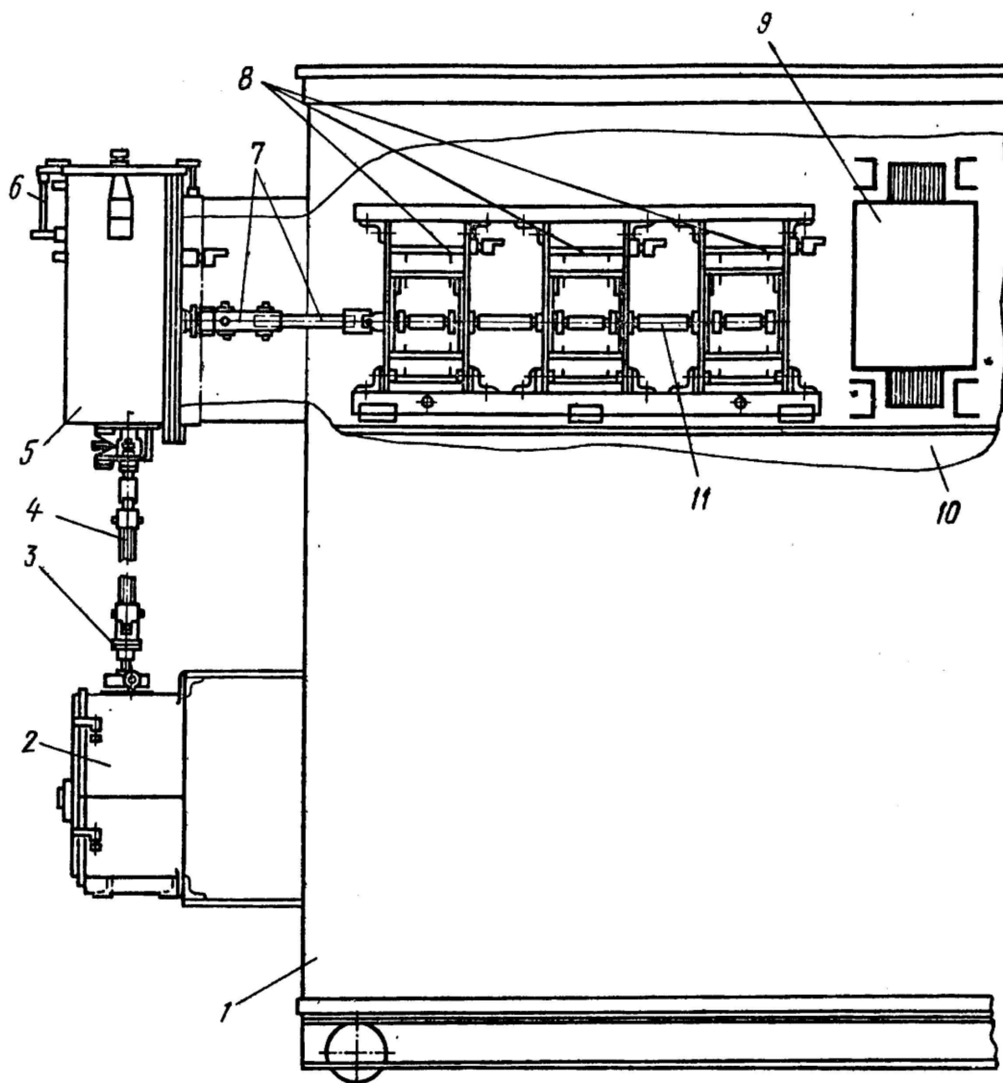


Рис. 4.18 Розташування частин перемикаючого пристрою РПН:
1, 5 – баки трансформатора та контактора; 2 – коробка з приводом; 3 – муфта вертикального вала; 4, 7 – вертикальний та горизонтальний вали;
6 –вказівник рівня масла в баці контактора; 8 – виборці відгалужень фаз А, В та С;
9 – реактор; 10 – ярмова балка; 11 – паперово-бакелітова трубка.

Виборці мають контакти, дія яких здійснюється без розриву кола струму. Така робота контактів не викликає виникнення електричної дуги та дозволяє розташовувати виборець на ярмовій балці магнітопроводу всередині трансформатора. Контактор встановлюється в окремому баку з маслом.

Реактор – це котушка з великим індуктивним опором. Він встановлюється в середині трансформатора на ярмовій балці магнітопроводу і слугує для обмеження циркуляційного струму. Тобто, циркуляційний струм, протікаючи по обмотці реактора, викликає в його магнітопроводі магнітний потік, який створює проти ЕРС та індуктивний опір кола і обмежує циркуляційний струм.

4.2 АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

Автотрансформатор - це такий трансформатор, у якого між первинною та вторинною обмотками є не тільки магнітний, але і електричний (гальванічний) зв'язок. Автотрансформатори можуть бути підвищувальними та понижувальними, одно- чи

трифазними (рис. 4.19, а, б). На відміну від двохобмоткового трансформатора, автотрансформатор має одну обмотку, частина витків якої належить одночасно первинному та вторинному колу.

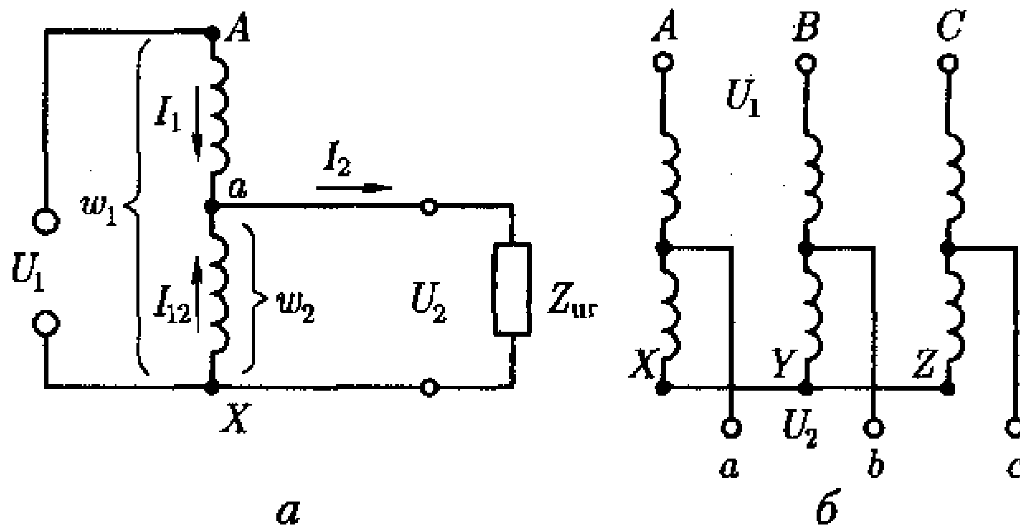


Рис. 4.19 Принципові схеми автотрансформаторів:
а - однофазний знижувальний; б - трифазний

Якщо приєднати джерело змінної напруги до точок А та Х, то в осерді виникне змінний магнітний потік (рис. 4.17, а). У кожному з витків обмотки індуктуватиметься ЕРС однієї й тієї ж величини. Очевидно, між точками а та Х виникне ЕРС, яка дорівнює ЕРС одного витка, помноженої на число витків, укладених між точками а та Х.

Якщо приєднати до обмотки в точках а і Х якесь навантаження, то вторинний струм I_2 проходитиме в частині обмотки та між точками а і Х. Але так як по цих же витках проходить і первинний струм I_1, то обидва струми геометрично складуться, і по ділянці аХ протікатиме дуже невеликий за величиною струм I_{12}, який визначається різницею цих струмів.

Це дозволяє частину обмотки зробити із проводу малого перерізу, щоб заощадити мідь. Якщо взяти до уваги, що ця ділянка становить більшу частину всіх витків, то й економія міді виходить дуже відчутною. Таким чином, автотрансформатори доцільно використовувати для незначного зниження або підвищення напруги, коли в частині обмотки, що є загальною для обох кіл автотрансформатора, встановлюється зменшений струм, що дозволяє виконати її більш тонким проводом та заощадити кольоровий метал.

Одночасно з цим зменшується витрата сталі на виготовлення магнітопроводу, переріз якого виходить менше, ніж у трансформатора.

У електромагнітних перетворювачах енергії - трансформаторах - передача енергії з однієї обмотки до іншої здійснюється магнітним полем, енергія якого зосереджена в магнітопроводі. В автотрансформаторах передача енергії здійснюється як магнітним полем, так і за рахунок електричного зв'язку між первинною та вторинною обмотками.

В установках 110 кВ та вище широке застосування знаходять автотрансформатори (АТ) великої потужності. Пояснюється це низкою переваг, які вони мають у порівнянні з трансформаторами. Однофазний автотрансформатор має електрично зв'язані обмотки ОВ та ОС (рис. 4.20). Частина обмотки, укладена між виводами В та С, називається **послідовною**, а між С та О - **загальною**.

При роботі автотрансформатора в режимі зниження напруги в послідовній обмотці проходить струм I_B, який, створюючи магнітний потік, наводить у загальній обмотці струм I_0. Струм навантаження вторинної обмотки Ic складається з струму I_B, що

проходить завдяки гальванічному (електричному) зв'язку обмоток, та струму I_0, створеного магнітним зв'язком цих обмоток: $I_C = I_B + I_0$, звідки $I_0 = I_C - I_B$.

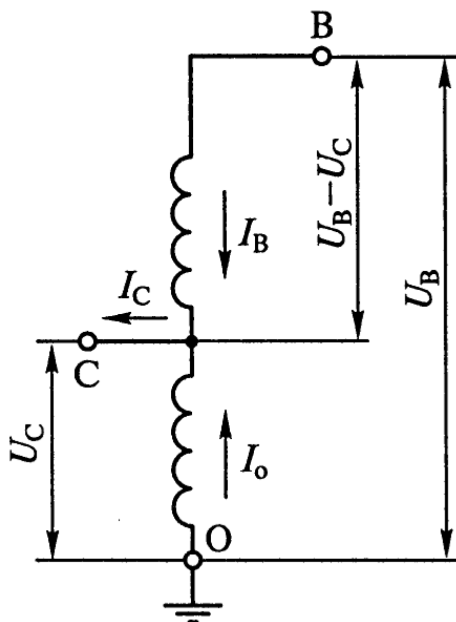


Рис. 4.20 Схема однофазного автотрансформатора

Повна потужність, що передається автотрансформатором з первинної мережі у вторинну, називається **прохідною**.

Якщо знехтувати втратами опорів обмоток автотрансформатора, можна записати наступний вираз:

$$S = U_B\, I_B \approx U_C\, I_C.$$

Перетворюючи праву частину висловлювання, отримуємо:

$$S = U_B\, I_B = [(U_B - U_B) + U_C]\, I_B = (U_B - U_C)\, I_B + U_C\, I_B, \qquad (4.10)$$

де $(I_B\ -I_C)\ I_B = S_T$ -**трансформаторна потужність**, що передається магнітним шляхом з первинної обмотки у вторинну;

$U_C\ I_B = S_E$ - **електрична потужність**, що передається з первинної обмотки у вторинну за рахунок їх гальванічного зв'язку, без трансформації.

Ця потужність не навантажує загальної обмотки, тому що струм I_B із послідовної обмотки проходить на вивід С, обминаючи обмотку ОС. У номінальному режимі прохідна потужність є номінальною потужністю автотрансформатора $S = S_{НОМ}$, а трансформаторна потужність – типовою потужністю $S_T = S_{ТИП}$.·

Розміри магнітопроводу, а отже, його маса визначаються трансформаторною (типовою) потужністю, яка становить лише частину номінальної потужності:

$$\frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{(U_B - U_C)\cdot I_B}{U_B \cdot I_B} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{n_{BC}} = K_{T,} \qquad (4.11)$$

де $n_{BC} = U_B/U_C$ - коефіцієнт трансформації;

Kт - коефіцієнт вигідності чи коефіцієнт типової потужності.

З формули (4.11) випливає, що чим ближче I_B до I_C, тим менше K_T і меншу номінальну частку становить типова потужність. Це означає, що розміри

автотрансформатора, його маса витрата активних матеріалів зменшуються в порівнянні з трансформатором однакової номінальної потужності. Найбільш доцільно застосування автотрансформаторів при поєднанні напруги 220/110; 330/150; 500/220; 750/330.

Зі схеми (див. рис. 4.18) видно, що потужність послідовної обмотки:

$$S_{П} = (U_B - U_C) \cdot I_B = S_{ТИП}$$

Потужність загальної обмотки:

$$S_0 = U_C \cdot I_0 = U_C\,(I_C - I_B) = U_C \cdot I_C \left(1 - \frac{1}{n_{BC}}\right) = S_{НОМ}\,K_T = S_{ТИП}$$

Таким чином, ще раз можна підкреслити, що обмотки та магнітопровід автотрансформатору розраховуються на типову потужність, яку іноді називають розрахунковою потужністю. Яка б потужність не підводилася до затискачів В або С, послідовну та загальну обмотки завантажувати більше ніж на $S_{ТИП}$ не можна.

У конструктивному відношенні автотрансформатори мало відрізняються від трансформаторів. На стрижнях магнітопроводу розташовуються дві обмотки. Виводи беруться від двох обмоток та загальної точки. Більшість деталей автотрансформатора у конструктивному відношенні не відрізняються від деталей трансформатора.

Для автотрансформаторів майже завжди застосовується схема зірка.

Схема трикутник не застосовується тому, що для кожної вторинної напруги виникає різний зсув фаз між векторами ВН та НН. Крім того, НН, що знімається із затискачів abc, може зменшитися лише до 50% від значення ВН.

Для автотрансформатора за схемою зірка природною є група 0. Для цієї схеми допустимі циклічні переміщення затискачів як на боці ВН, так і на боці НН, а також на обох сторонах одночасно.

Автотрансформатори застосовуються також у низьковольтних мережах як лабораторні регулятори напруги невеликої потужності (ЛАТР). У таких автотрансформаторах регулювання напруги здійснюється при переміщенні ковзного контакту по витках обмотки.

Лабораторні регульовані однофазні автотрансформатори складаються з кільцеподібного феромагнітного магнітопроводу, обмотаного одним шаром ізольованого мідного проводу (рис. 4.21).

Від цієї обмотки зроблено кілька постійних відгалужень, що дозволяє використовувати ці пристрої як автотрансформатори, що знижують або підвищують напругу, з певним постійним коефіцієнтом трансформації. Крім того, на поверхні обмотки, очищеної від ізоляції, є вузька доріжка, по якій переміщують щітковий або роликовий контакт для отримання вторинної напруги, що плавно регулюється, в межах від нуля до 250 В.

При замиканні сусідніх витків в ЛАТР не відбувається виткових замикань, тому що струми мережі та навантаження в сумісній обмотці автотрансформатора близькі один до одного і спрямовані зустрічно. Лабораторні автотрансформатори виготовляють номінальною потужністю 0,5; 1; 2; 5; 7,5 кВА.

Поряд з однофазними двохобмотковими автотрансформаторами часто застосовуються трифазні двохобмоткові та трифазні трьохбмоткові автотрансформатори (рис. 4.22). У трифазних автотрансформаторах фази зазвичай з'єднують зіркою із виведеною нейтральною точкою (табл. 4.3 та 4.4). При необхідності зниження напруги електричну енергію підводять до затискачів А, В, С і відводять від затискачів a, b, c, а при підвищенні напруги навпаки.

Трифазні автотрансформатори застосовують як пристрої для зниження напруги при пуску потужних двигунів, а також для ступінчастого регулювання напруги на затискачах нагрівальних елементів електричних печей.

Трифазні високовольтні трьохбмоткові автотрансформатори використовуються також у високовольтних електричних мережах.



Рис. 4.20 Лабораторний автотрансформатор (ЛАТР)

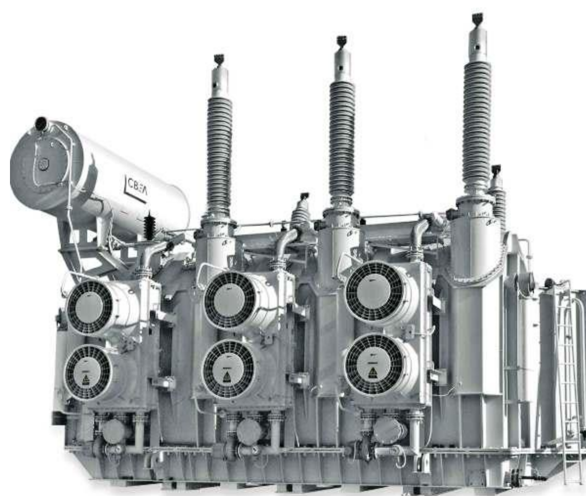


Рис. 4.21 Трифазний двохобмотковий автотрансформатор

Таблиця 4.3 - Схема і група з'єднання обмоток трифазних двохобмоткових автотрансформаторів [13]

Схема з'єднання обмоток	Діаграма векторів напруги холостого ходу	Умовне позначення
ВН і НН	ВН і НН	
0 A a B b C c	B b A a c C	Yн авто

Таблиця 4.4 - Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних трьохобмоткових автотрансформаторів [13]

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруги холостого ходу		Умовне позначення
0 A A_m B B_m C C_m X Y Z	c b a z y x	B B_m A_m C_m A C	b c a	Yн авто/Δ - 0 -11

Трифазні автотрансформатори, як правило, на боці вищої напруги з'єднуються у зірку з нульовим проводом. З'єднання в зірку забезпечує зниження напруги, на яку розраховується ізоляція автотрансформатора.

Застосування автотрансформаторів покращує ККД енергосистем, забезпечує зниження вартості передачі енергії, але призводить до збільшення струмів короткого замикання.

Недоліком автотрансформатора є необхідність виконання ізоляції обох обмоток на більшу напругу, оскільки обмотки мають електричний зв'язок.

Істотний недолік автотрансформаторів - гальванічний зв'язок між первинним і вторинним колами, що не дозволяє використовувати їх як силові в мережах 6 - 10 кВ при зниженні напруги до 0,38 кВ, так як напруга 380 В підводиться до обладнання, на якому працюють люди.

При аваріях через наявність електричного зв'язку між обмотками в автотрансформаторі вища напруга може виявитися прикладеною до нижчої обмотки. При цьому всі частини установки, що експлуатується, виявляться з'єднаними з високовольтною частиною, що не допускається за умовами безпеки обслуговування і через можливість пробою ізоляції струмопровідних частин приєднаного електроустаткування.

4.3 МАРКУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ПОЗНАЧЕННЯ ЇХ НА СХЕМАХ

Трансформатори та автотрансформатори в залежності від номінальної потужності та особливостей конструкції оснащуються такими системами охолодження:

1) Сухі трансформатори:

С — природне повітряне охолодження при відкритому виконанні; СЗ — природне повітряне охолодження при захищеному виконанні;

2) Масляні трансформатори:

М - природна циркуляція повітря та масла; Д - примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла; ДЦ - примусова циркуляція повітря та масла з ненаправленим потоком масла; НДЦ - примусова циркуляція повітря та масла з спрямованим потоком масла; Ц - примусова циркуляція води та масла з ненаправленим потоком масла; НЦ - примусова циркуляція води та масла з спрямованим потоком масла.

3) Трансформатори з негорючим рідким діелектриком:

Н - природне охолодження рідким негорючим діелектриком; НД - охолодження рідким негорючим діелектриком з примусовою циркуляцією повітря; ННД – охолодження негорючим рідким діелектриком з примусовою циркуляцією повітря та з спрямованим потоком рідкого діелектрика.

Для трансформаторів та автотрансформаторів встановлені умовні позначення, в яких послідовно (зліва направо) наводиться така інформація: 1) вид електротехнічного пристрою (А - автотрансформатор, без позначення - трансформатор); 2) число фаз (О - однофазний, Т - трифазний); 3) наявність розщепленої обмотки нижчої напруги - Р; 4) умовне позначення видів охолодження; 5) число обмоток (без позначення – двохобмотковий, Т – трьохобмотковий); 6) наявність системи регулювання напруги під навантаженням - Н; 7) виконання (З - захищене, Г - грозоупорне, У - вдосконалене, Л - з литою ізоляцією); 8) специфічна сфера застосування (С - для систем власних потреб електростанцій, Ж (Е) - для електрифікації залізниць); 9) номінальна потужність, кВА; 10) клас напруги обмотки ВН, кВ; 11) кліматичне виконання; 12) категорія розміщення.

Наприклад:

ТДТН-25000/110 – трифазний, триобмоточний силовий трансформатор, з дуттєвим охолодженням, регулюванням напруги під навантаженням, з номінальною потужністю 25000кВА, з напругою обмоток ВН 110кВ.

ТДТНЖ – 40000/110 - трифазний, триобмоточний силовий трансформатор, з дуттєвим охолодженням, регулюванням напруги під навантаженням, з номінальною потужністю 40000кВ·А, з напругою обмоток ВН 110 кВ, для залізничного транспорту.

До маркування силового трансформатора може входити через дріб напруга холостого ходу обмоток ВН, СН та НН.

На електричних станціях і підстінціях встановлюють однофазні та трифазні, двохобмоткові та трьохобмоткові силові трансформатори та автотрансформатори, схеми яких зображують наступним чином (табл. 4.6):

- двохобмоковий трансформатор зображують двома концентричними колами диаметром 20 мм;
- трьохобмотковий трансформатор зображують трьома концентричними колами діаметром 20 мм;
- двохобмоковий автотрансформатор зображують двома концентричними колами диаметром 20 мм. з додатковою дугою;
- трьохобмотковий трансформатор зображують трьома концентричними колами діаметром 20 мм. з додатковою дугою.

В середині обмоток позначається схема з'єднання цих обмоток, тобто:

- зірка з заземленою нейтралю;
- зірка з ізольованою нейтралю;
- трикутник.

Кількість фаз вказується штрихами.

Якщо трансформатор чи автотрансформатор має пристрій РПН (регулювання напруги під навантаженням) то на обмотці ВН зображується стрілка**.**

Праворуч або ліворуч від графічного позначення трансформатора чи автотрансформатора (де є місце) вказується його тип. Під типом силового трансформатора може ставиться через дріб напруга холостого ходу обмоток ВН, СН та НН силового трансформатора. Якщо зображувати силовий трансформатор згідно вимог МЕК то замість типу трансформатора або автотрансформатора ставиться велика літера Т з відповідним номером **(**арабською цифрою).

Таблиця 4.6 - Позначення на схемах силових трансформаторів та автотрансформаторів

Двохобмотковий трансформатор	Двохобмотковий трансформатор з РПН	Двохобмотковий автотрансформатор	Двохобмотковий автотрансформатор з РПН
Трьохобмотковий трансформатор	ТДТН-25000/110У1 110/37/11кВ Трьохобмотковий трансформатор з РПН та типом	Т1 Трьохобмотковий трансформатор з РПН згідно вимог МЕК	трансформатор з розщепленими обмоткми нижчої напруги

4.4 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів необхідно забезпечити:

- дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги;
- дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо [15].

На дверях трансформаторних пунктів і камер зовні та всередині повинні бути вказані підстанційні номери трансформаторів, а з зовнішнього боку нанесені ще й попереджувальні знаки.

На баках трансформаторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери.

Трансформатори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до атмосферних впливів і впливу масла.

Трансформатори, що вперше вводяться в експлуатацію, за відсутності відповідної вказівки заводу-виробника можуть не підлягати внутрішньому огляду.

Огляд з розкриванням трансформатора необхідний у разі зовнішніх пошкоджень, допущених під час транспортування або зберігання, та таких, що викликають припущення щодо можливості внутрішніх пошкоджень.

Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені таким чином, щоб кришка (знімальна частина бака) мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1%, а маслопровід до розширювача - не менше ніж 2%. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з повітряною порожниною розширювача.

Під час обслуговування трансформаторів повинні бути забезпечені зручні і безпечні умови для спостереження за рівнем масла, газовим реле, а також для відбору проб масла. Огляд розташованих на висоті частин (3 м і більше) трансформаторів IV габариту і вище, що перебувають в експлуатації, здійснюють із стаціонарних драбин.

Рівень масла в розширювачі трансформатора, який не працює, повинен бути на позначці, що відповідає температурі масла трансформатора на даний момент.

Персонал, який обслуговує трансформатори, повинен вести спостереження за температурою верхніх шарів масла за термосигналізаторами і термометрами, якими оснащуються трансформатори з розширювачем, а також за показами мановакуумметрів у герметичних трансформаторах, для яких у разі підвищення тиску в баку понад 50 кПа (0,5 кгс/кв.см) навантаження трансформатора повинно бути знижене.

Трансформаторні установки оснащуються протипожежними засобами відповідно до вимог ПУЕ. Стаціонарні засоби пожежогасіння повинні бути у справному стані і підлягати перевіркам згідно із затвердженим графіком.

За наявності під трансформатором маслоприймальних пристроїв дренаж від них і масловоди та маслозбірники необхідно утримувати у справному стані відповідно до вимог ПУЕ.

Споживач, що має на балансі та самостійно обслуговує маслоналивне обладнання, повинен зберігати незнижувальний запас ізоляційного масла в обсязі не менше 110% місткості найбільшого маслоналивного апарату.

Експлуатація трансформаторів з примусовим охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинки вентиляторів дуття не допускається.

Для трансформаторів з примусовим охолодженням допускаються аварійні режими роботи з припиненням циркуляції масла чи води або в разі зупинки вентиляторів дуття. Тривалість указаних режимів установлюється виробничими інструкціями відповідно до результатів випробування чи заводських даних.

Для масловодяного охолодження трансформаторів тиск масла в маслоохолодниках повинен перевищувати тиск циркулювальної в них води не менше ніж на 0,1 кгс/см^2 (10 кПа) за мінімального рівня масла в розширнику трансформатора.

Система циркуляції води повинна бути ввімкнена після вмикання робочих маслопомп за температури верхніх шарів масла не нижчої ніж 15^{0}С і вимкнена в разі зниження температури масла до 10^{0}С, якщо інше не обумовлено в документації заводу-виробника.

Мають бути передбачені заходи для запобігання заморожуванню маслоохолодників, помп і водяних магістралей.

За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати (якщо в інструкціях заводів-виробників не обумовлені інші температури):

- у трансформаторів із системою охолодження ДЦ (примусова циркуляція повітря і масла) - 75^{0}С;
- у трансформаторів із системами охолодження М (природна циркуляція повітря і масла) і Д (примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла) - 95^{0}С;
- у трансформаторів із системою охолодження - (примусова циркуляція води і масла) температура масла на вході до маслоохолодника повинна бути не вище ніж 70^{0}С.

На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні автоматично вмикатися у разі досягнення температури масла 55^{0}С або номінального навантаження незалежно від температури масла і вимикатися у разі зниження температури масла до 45-50^{0}С, якщо при цьому струм навантаження менший від номінального.

Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією заводу-виробника.

На трансформаторах із системами охолодження ДЦ та Ц пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно із вмиканням (вимиканням) трансформатора. Примусова циркуляція масла та води повинна бути безперервною незалежно від навантаження. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією заводу-виробника.

Увімкнення трансформаторів на номінальне навантаження допускається:

- із системами охолодження М і Д - за будь-якої мінусової температури повітря;
- із системами охолодження ДЦ і Ц - за температури повітря не нижчої ніж мінус 25^{0}С. У разі більш низьких температур трансформатор повинен бути попередньо прогрітий увімкненням на навантаження близько 0,5 номінального без запуску системи циркуляції масла. Система циркуляції масла повинна бути ввімкнена після того, як температура верхніх шарів масла досягне мінус 25^{0}С.

В аварійних умовах допускається увімкнення трансформаторів на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря.

Для кожної електроустановки залежно від графіка навантаження, з урахуванням надійності живлення споживачів і мінімальних втрат енергії, повинна бути визначена кількість трансформаторів, що працюють одночасно.

У розподільних електромережах напругою до 15 кВ включно повинні бути організовані вимірювання навантажень і напруги трансформаторів не рідше ніж два рази в перший рік експлуатації (у період максимальних і мінімальних навантажень), а надалі - за необхідності. Термін і періодичність вимірювань установлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

Працівники, які обслуговують трансформатори, обладнані перемикачем коефіцієнтів трансформації без збудження (далі - ПБЗ), повинні не менше ніж два рази на рік, перед настанням зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, перевірити правильність установлення коефіцієнта трансформації.

Пристрої регулювання напруги під навантаженням (далі - РПН) трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. Під час перемикань РПН перебування персоналу поблизу трансформатора забороняється. Огляд трансформаторів виконується у відповідності до інструкцій з їх експлуатації.

Перемикання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, уручну з місця (рукояткою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

Перемикальні пристрої РПН трансформаторів дозволено вмикати в роботу за температури верхніх шарів масла мінус 20^0С. і вище для заглибних резисторних пристроїв РПН і температури навколишнього повітря мінус 45^0С і вищої для перемикальних пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігріву.

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій заводів-виробників. Кількість перемикань, зафіксованих лічильником, установленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше ніж один раз на місяць.Під час роботи з перевантаженням трансформатора, що має пристрій РПН, здійснювати перемикання відгалужень не допускається, якщо струм навантаження перевищує номінальний струм перемикального пристрою.

Для масляних трансформаторів і трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускається тривале перевантаження однієї чи двох обмоток струмом, що перевищує номінальний струм відгалуження на 5%, якщо напруга на жодній з обмоток не перевищує номінальної напруги відповідного відгалуження.

В автотрансформаторі струм у загальній обмотці повинен бути не більшим від найбільшого тривалого допустимого струму цієї обмотки.

Тривало допустимі перевантаження сухих трансформаторів установлюються в стандартах і технічних умовах конкретних груп і типів трансформаторів.

Для масляних і сухих трансформаторів, а також трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускають систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентуються інструкціями заводів-виробників.

В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм для всіх систем охолодження.

Якщо інше не визначено інструкціями заводів-виробників, допускається короткочасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і температури охолоджувального середовища в межах, наведених у табл. 4.7.

Для трансформаторів з охолодженням Д під час аварійного вимкнення всіх вентиляторів допускається робота з номінальним навантаженням залежно від температури навколишнього повітря протягом часу, указаного в табл. 4.8.

Для трансформаторів з охолодженням ДЦ у разі повної відмови системи охолодження допускається робота з номінальним навантаженням протягом 10 хв або режим неробочого ходу протягом 30 хв. Якщо після зазначеного часу температура верхніх шарів масла не досягла 750С, то допускається подальша робота з номінальним навантаженням до досягнення зазначеної температури, але не більше ніж 1 год з моменту відмови системи охолодження.

Таблиця 4.7 - Допустимі перевантаження

№	Показник	Допустимі перевантаження				
1	Трансформатори масляні: перевантаження струмом, %	30	45	60	75	140
	тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі: перевантаження струмом, %	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

Таблиця 4.8- Допустима тривалість роботи для температур повітря

№	Показник	Допустима тривалість роботи для температур повітря					
1	Температура навколишнього повітря, ^{0}C	-15	-10	0	+10	+20	+30
2	Допустима тривалість роботи, год	60	40	16	10	6	4

Для трансформаторів з охолодженням ДЦ у разі повної відмови системи охолодження допускається робота з номінальним навантаженням протягом 10 хв або режим неробочого ходу протягом 30 хв. Якщо після зазначеного часу температура верхніх шарів масла не досягла 75^{0}C, то допускається подальша робота з номінальним навантаженням до досягнення зазначеної температури, але не більше ніж 1 год з моменту відмови системи охолодження.

Для трансформаторів з охолодженням Д у разі вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається тривале навантаження, яке становить не більше ніж 50% від номінальної потужності трансформатора.

Уведення в експлуатацію трансформатора необхідно здійснювати відповідно до інструкції заводу-виробника. Увімкнення в мережу трансформатора можна здійснювати як поштовхом на повну (номінальну) напругу, так і підйомом напруги з нуля.

Допускається тривала робота трансформаторів (за потужності не більше номінальної) у разі підвищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% вище номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці трансформатора не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу для даного класу напруги.

Допускається короткочасне перевищення напруги відповідно до інструкції заводу-виробника.

Нейтралі обмоток трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, які мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Трансформатори 110 кВ, 150 кВ з випробувальною напругою нейтралі відповідно 100 кВ та 150 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або обмежувачем перенапруг. У разі обґрунтування розрахунками допускають роботу з розземленою нейтраллю трансформаторів 110 кВ з випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або обмежувачем перенапруг.

У разі автоматичного вимкнення трансформатора дією захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатор можна вмикати в роботу лише після проведення огляду, випробувань, аналізу масла, газу і усунення виявлених дефектів (пошкоджень).

У разі вимкнення трансформатора від захистів, які не пов'язані з його внутрішнім пошкодженням, він може бути ввімкненим знову без перевірок.

У разі спрацювання газового реле на сигнал потрібно провести зовнішній огляд трансформатора та взяти газ з реле для аналізу і перевірки на горючість.

Для забезпечення безпеки персоналу під час відбору газу з газового реле та виявлення причини його спрацювання трансформатор повинен бути розвантажений і вимкнений в найкоротший термін.

Якщо газ у реле негорючий і відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора, він може бути ввімкнений в роботу до з'ясування причини спрацювання газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора в цьому разі встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

За результатами аналізу газу з газового реле, аналізу масла, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацювання газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора і можливість його нормальної експлуатації.

За потреби вимкнення роз'єднувачем (відокремлювачем) струму неробочого ходу ненавантаженого трансформатора, обладнаного пристроєм РПН, після зняття навантаження на боці споживача перемикальний пристрій повинен бути встановлений в положення, що відповідає номінальній напрузі.

Резервні трансформатори повинні триматися в стані постійної готовності до ввімкнення в роботу.

Огляд трансформаторів (без їхнього вимкнення) проводять у такі терміни:

- в електроустановках з постійним чергуванням персоналу - один раз на добу;
- в електроустановках без постійного чергування персоналу - не рідше одного разу на місяць, а в трансформаторних пунктах - не рідше одного разу на шість місяців.

Залежно від місцевих умов, конструкції і стану трансформаторів указані терміни оглядів трансформаторів без вимкнення можуть бути змінені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові огляди трансформаторів проводять:

- за різкої зміни температури зовнішнього повітря;
- у разі вимкнення трансформатора дією газового чи диференціального захисту.

Під час огляду трансформаторів повинні бути перевірені:

- покази термометрів та мановакуумметрів;
- стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику згідно з його температурним покажчиком, а також наявність масла в маслонаповнених уводах;
- стан маслоохолоджувальних і маслозбірних пристроїв, а також ізоляторів;
- стан ошиновки і кабелів, відсутність нагріву контактних з'єднань;
- справність пристроїв сигналізації та пробивних запобіжників;
- стан мережі заземлення;
- стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологопоглинальних патронів;
- стан трансформаторного приміщення.

Трансформатор повинен бути аварійно виведений з роботи в разі виявлення:

- сильного нерівномірного шуму і потріскування всередині трансформатора;
- перевищення нормованих температур нагрівання трансформатора за нормального навантаження й охолодження;
- викиду масла з розширника чи розриву діафрагми вихлопної труби;
- течі масла з пониженням його рівня нижче рівня маслопокажчика.

Трансформатори виводяться з роботи також у разі потреби негайної заміни масла за результатами лабораторних аналізів.

Трансформатори з масою масла понад 1000 кг необхідно експлуатувати із системою безперервної регенерації масла в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно

періодично замінювати сорбент у фільтрах згідно з типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів.

Масло в розширнику трансформаторів, а також у баці або розширнику пристрою РПН повинно бути захищено від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

У трансформаторах, обладнаних спеціальними пристроями, які запобігають зволоженню масла, ці пристрої повинні бути постійно ввімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора. Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції заводу-виробника.

Масло негерметичних маслонаповнених уводів повинно бути захищено від зволоження.

Поточні ремонти трансформаторів повинні бути проведені залежно від їх стану і в разі потреби. Періодичність поточних ремонтів установлює особа, відповідальна за електрогосподарство. Ремонт необхідно виконувати згідно із затвердженими графіком і обсягами.

Капітальні ремонти необхідно проводити:

- трансформаторів напругою 110 кВ і вище, потужністю 125 МВА і більше - не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію з урахуванням результатів профілактичних випробувань, а надалі - у разі потреби залежно від результатів випробувань і їх стану;
- інших трансформаторів - залежно від результатів випробувань і їх стану.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Який принцип дії силових трансформаторів?
2. Яке призначення регулювання напруги силових трансформаторів?
3. Які основні експлуатаційні вимоги пред’являються до силових трансформаторів?
4. Які особливості конструкції мають «сухі» силові трансформатори?
5. В якому з електричних пристроїв коефіцієнт трансформації менше одиниці?
6. В якому з електричних пристроїв коефіцієнт трансформації більше одиниці?
7. В якому з електричних пристроїв вторинну обмотку роблять з більшим числом витків?
8. В якому з електричних пристроїв вторинну обмотку роблять з меншим числом витків?
9. Який підйом повинна мати кришка трансформатора в напрямку газового реле?
10. Як з’єднується обмотка ВН напругою 110 кВ?
11. Який підйом повинен мати маслопровід до розширювача?
12. При якій температурі верхніх шарів трансформаторного масла вмикається обдув?
13. Для чого в масляних трансформаторах використовується трансформаторне масло?
14. Як з’єднується обмотка НН напругою 10 кВ?
15. Як з’єднується обмотка СН напругою 35 кВ?
16. На що реагує газове реле?
17. Як визначити типову, прохідну та номінальну потужність автотрансформатора?
18. Чому нейтралі АТ мають бути заземлені?

РОЗДІЛ 5 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

5.1 ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

5.1.1 Принцип дії трансформаторів струму

Трансформатори струму (ТС) призначенідля живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і реле таізоляції їх від високої напруги. Їх використовують в електричних установках напругою до та вище 1 кВ [8].

Трансформатори струму мають замкнений магнітопровід та обмотки - первинну та вторинну (рис. 5.1). Первинна обмотка вмикається послідовно в коло навантаження (в розтин фаз), а до вторинної обмотки послідовно підключаються обмотки приладів та реле. Первинні обмотки маркуються: $Л_1$ та $Л_2$, вторинні $И_1$ та $И_2$ (на українських трансформаторах струму можливо I_1 та I_2).

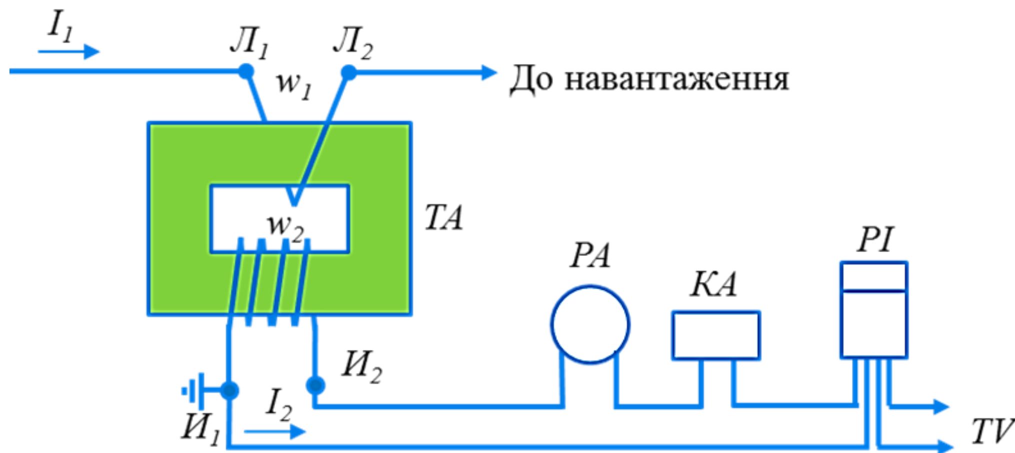


Рис. 5.1 Схема підключення трансформатора струму.

Первинна обмотка електрично не зв’язана з вторинною та ізольована від неї на повну робочу напругу. Вторинну обмотку заземляють для безпеки обслуговуючого персоналу. Струм, який тече по первинній обмотці I_1, визначається навантаженням фази, струм вторинної I_2 обмотки залежить від первинного струму та вторинного навантаження. Первинний струм, протікаючи по обмотці, створює в магнітопроводі потік $Ф_1$, який,перетинаючи витки вторинної обмотки, індуктує в ній ЕРС, і вторинний струм, який має напрямок назустріч первинному. Вторинний струм створює потік $Ф_2$, спрямований назустріч $Ф_1$. Результуючий потік дорівнює $Ф_0 = Ф_1 - Ф_2$. Отже, при наявності навантаження по магнітопроводу замикається потік $Ф_0$. При відсутності вторинного навантаження необхідно вторинну обмотку замкнути накоротко, тому що потік $Ф_1$, не компенсуючись, наведе велику ЕРС, небезпечну для ізоляції та обслуговуючого персоналу, і може викликати пожежу заліза. ТС працюють у режимі, близькому до режиму КЗ.

До основних номінальних параметрів відносять: первинну номінальну напругу та струм, вторинний номінальний струм; коефіцієнт трансформації, вторинне навантаження, яке гарантує клас точності.

Коефіцієнт трансформації дорівнює:

$$K_I = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} \approx \frac{w_2}{w_1}, \tag{5.1}$$

де $I_{1\text{Н}}(I_{1\text{НОМ}})$ - первинний номінальний струм, А;

$I_{2H}(I_{2HOM})$ - вторинний номінальний струм, А.

Відносна похибка у вимірюванні струму визначається з виразу:

$$\Delta I\% = \frac{K_I \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100\%, \qquad (5.2)$$

де $I_1; I_2$ - відповідно первинний та вторинний струми, А.

Виходячи з погрішності у вимірюванні, трансформатори струму випускаються з наступних класів:

0,2 – лабораторні вимірювання;

0,5 – лічильники грошового розрахунку;

1 – технічні вимірювання;

3 та 10 – релейний захист та вимірювальні прилади.

Похибка трансформатора струму тим менша чим менший магнітний опір магнітопровода тобто чим більша магнітна проникність матеріалу, більший переріз осердя та менша його довжина, тим менше вторинне навантаження.

В трансформаторах струму: номінальні первинні струми 1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10 000, 12 000, 14 000, 16 000, 18 000, 20 000, 25 000, 28 000, 30 000, 32 000, 35 000, 40 000 А; номінальні вторинні струми 1 та 5 А.

Трансформатори струму, розраховані на номінальний та первинний струм 15, 30, 75, 150, 300, 600, 750, 1200, 1500, 3000 та 6000 А, повинні витримувати необмежено тривалий час найбільший робочий первинний струм, який відповідно дорівнює 16, 32, 80, 160, 320, 630, 800, 1250, 1600, 3200 та 6300 А. В інших випадках найбільший первинний струм дорівнює номінальному первинному струму.

Традиційно для матеріалу осердь використовуються електротехнічна сталь. Але для більш точного комерційного обліку електроенергії можливості таких осердь були вичерпані. Тому в трансформаторах струму нового покоління вимірювальні осердя виконані з нанокристалічного сплаву „Finemet”. Ці сплави на основі заліза, кремнію, бора, ніобію та міді отримують шляхом розливу розплаву через тонку ~ 85 мкм фільєру на поверхню вала, що обертається з великою швидкістю та швидко охолоджується. При високій швидкості охолодження (до 1 мільйона градусів за секунду) атоми сплаву не встигають сформувати кришталеву ґратку. Сплав таким чином носить аморфний, нанокристалевий характер та має унікальні магнітоелектричні властивості, які зберігаються при нормальній температурі на протязі 100 років, а при температурі +50^{0}С не менше 50 років. За рахунок високого питомого опору магнітні вихрові струми в нанокристалевих осердях у 4-10 разів менші ніж в осердях з електротехнічною сталі. В цілому нанокристалеві осердя характеризуються меншою матеріалоємністю, габаритом та вагою по відношенню до осердь з електротехнічної сталі для аналогічних за номіналами. Крім того застосування нанокристалевих осердь дає змогу одержати клас точності 0,5S, а при зниженні навантаження вимірювальної обмотки трансформатора струму до 5 ВА, похибка трансформатора струму буде відповідати вимогам класу 0,2S. Застосування класів точності 0,5S та 0,2S дає змогу значно зменшити похибку у вимірюваннях та при комерційному обліку електроенергії.

Трансформатори струму класифікуються: за місцем установки – внутрішньої та зовнішньої, вбудовані в обладнання; за конструкцією – прохідні, опорні, вбудовані; за призначенням вторинних обмоток – для вимірювання, захисту, для вимірювання та захисту; за виконанням первинної обмотки – одновиткові (рис. 5.2, а), багатовиткові

(рис. 5.2, б), багатовиткові з двома осердями (рис. 5.2, в); за кількістю вторинних обмоток – одно-, дво- ,трьох-,чотирьох та п’ятиобмоточні.

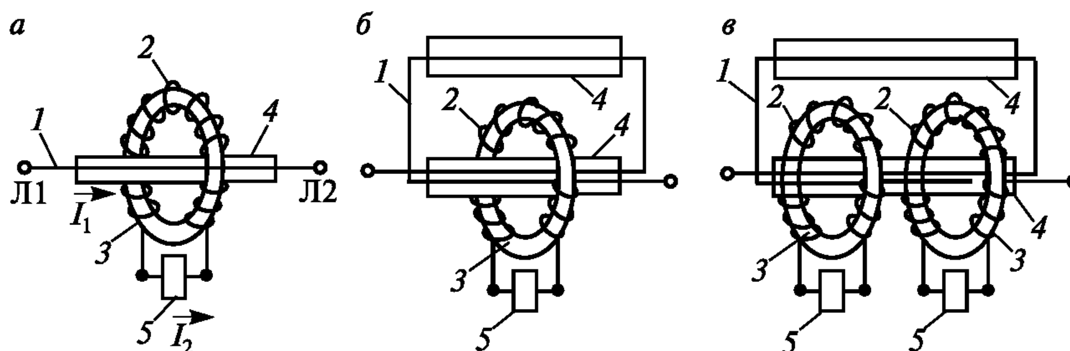


Рис. 5.2 Принцип будови одновиткових та багатовиткових трансформаторів струму:
а) принципова схема одновиткових трансформаторів струму;
б) принципова схема багатовиткових трансформаторів струму;
в) принципова схема багатовиткових трансформаторів струму з двома осердями;
1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка; 3 – осердя;
4 – ізоляція; 5 – обмотка приладу.

Перед розглядом конструкції трансформаторів струму дамо деякі пояснення. Тобто:

Трансформатор струму вбудований – трансформатор струму, первинною обмоткою якого слугує увід електротехнічного пристрою.

Трансформатор струму опорний – трансформатор струму, який призначений для установки на опорній площині.

Трансформатор струму прохідний – трансформатор струму, який призначений для використання його у якості уводу.

Трансформатор струму роз’ємний – трансформатор струму без первинної обмотки, магнітне коло якого може розмикатися та потім замикатися навколо провідника зі струмом, що вимірюється.

Трансформатор струму шинний – трансформатор струму, первинною обмоткою якого слугує одна або кілька паралельно увімкнутих шин розподільного пристрою.

5.1.2 Конструкція трансформаторів струму

Найбільш простими у виготовленні є прохідні одновиткові трансформатори ТПОЛ на номінальні первинні струми від 400 до 1500 А (рис. 5.3, а). Первинною обмоткою в них є прямолінійний стрижень 4 з болтовими затискачами на кінцях Л1 та Л2. На стрижень поверх ізоляції надіто два кільцеві магнітопроводи 1 та 2 з вторинними обмотками.

Магнітопроводи разом з первинною та вторинними обмотками залиті епоксидним компаундом 5, що утворює суцільний ізоляційний корпус трансформатора, що оберігає сердечники з обмотками від дії вологи та механічних пошкоджень. Виводи 7 вторинних обмоток розташовані на бічному припливі середньої частини корпусу. По центру корпусу між сердечниками залито кріпильне кільце 3, до якого за допомогою болтів приєднується опорний фланець 6 для кріплення до прохідної плити.

Трансформатори струму серії ТПЛ (рис. 5.3, б) мають петлеву багатовиткову первинну обмотку з виводами 8 і два сердечника: 9 -сердечник Р та 10 - сердечник класу

0,5. Корпус 11, що захищає обмотки від вологи та механічних пошкоджень, виконаний компаундом. Затискачі 12 вторинних обмоток розміщені на корпусі трансформатора.

Основне виконання трансформатора ТПЛ 10 - опорне. Для його кріплення є чотири монтажні отвори в сталевих куточках 13. Випускаються трансформатори при необхідності та у прохідному виконанні. При цьому замість куточків 6 під стяжні болти сердечника до його бічного стрижня з боку виводу Л1 кріпляться дві сталеві пластини з монтажними отворами для кріплення трансформатора в отворі стіни.

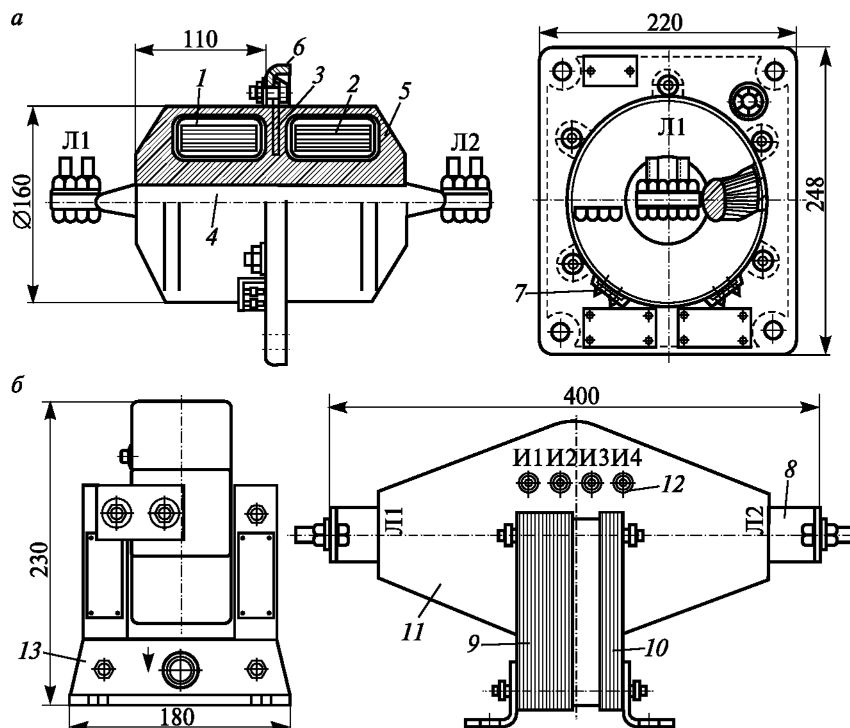


Рис. 5.3 Трансформатори струму:
а — серії ТПОЛ - 10; б — серії ТПЛ - 10

Трансформатор струму серії ТЛК виготовлюються на класи напруг від 10 кВ до 35 кВ (рис. 5.4). Для трансформаторів на номінальний струм до 400 А первинна обмотка багатовиткова, виконана у вигляді котушки, а для трансформаторів на номінальні струми 600А та більше – одновиткова. Затискачі первинної обмотки 1 розташовані на верхній поверхні трансформатора. Вторинні обмотки розташовані кожна на своєму магнітопроводі. Затискачі вторинних обмоток 2 розташовані в нижній частині трансформатора. Корпус трансформатора 3 виконується з литою ізоляцєю. Вона є головною ізоляцією та забезпечує захист обмоток від кліматичних та механічних впливів.

Шинними називають такі трансформатори струму, в конструкцію яких входять осердя з вторинними обмотками та головна ізоляція відповідно до цієї номінальної напруги, а первинна обмотка як конструктивний елемент відсутня (рис. 5.5). У головній ізоляції трансформатора 3 передбачається вікно, через яке пропускають шину розподільної установки; вона і виконує функції первинної обмотки. Таким чином, шинні трансформатори струму є в принципі стрижневими, з усіма наслідками, що з цього випливають.

Лише при низьких напругах іноді через вікно сердечника пропускають кілька витків провідника, що виконують функції первинної обмотки, що дає багатовиткову конструкцію трансформатора (до речі, такий спосіб робить можливим отримання декількох коефіцієнтів трансформації на одному апараті). Однак таку систему слід

вважати винятком із загального правила. При багатовитковій конструкції як первинна обмотка використовується не шина, а ізольований гнучкий провідник.

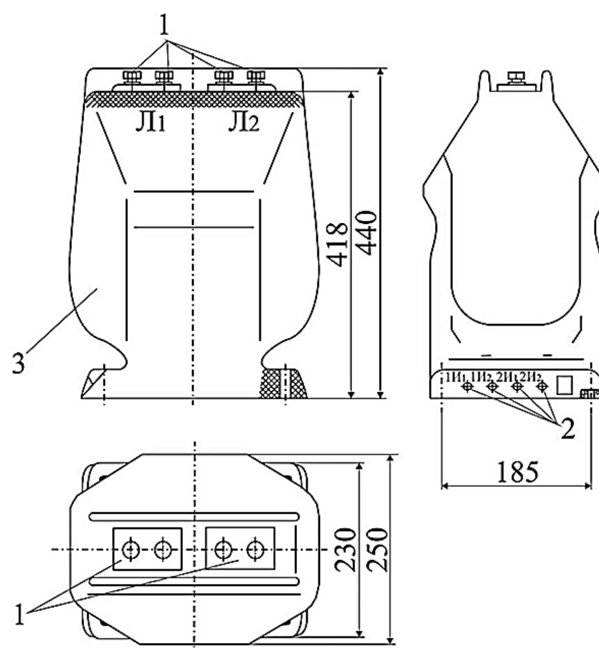


Рис. 5.4 Трансформатори струму серії ТЛК

При високих номінальних струмах схема шинного трансформатора струму виявляється особливо доцільною, оскільки відпадає необхідність з'єднувати шини розподільної установки з первинною обмоткою трансформатора струму. Таким чином, шинні трансформатори струму є апаратами великих номінальних струмів - від 2000, А та вище. Втім, простота та зручність конструкції іноді спонукають застосовувати шинні трансформатори струму і при нижчих номінальних струмах.

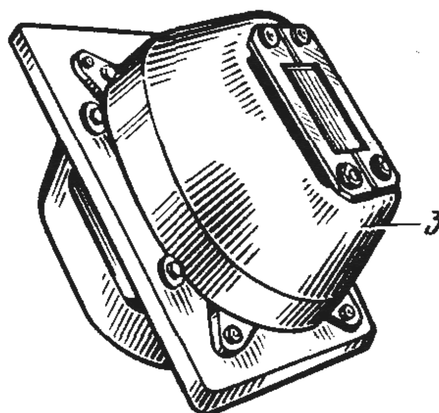


Рис. 5.5 Трансформатор струму серії ТПШЛ – 10 на 2000 – 3000 А.

Трансформатор струму серії ТФЗМ-35 має наступну конструкцію (рис. 5.6). Кільцевий магнітопровід 18 виготовляють зі стрічкової електротехнічної сталі високої якості. На магнітопровід намотуються вторинні обмотки 13 ізольовані з сердечником кабельним папером 19 просоченої маслом. Папір покриває як вторинне, так і первинну обмотку 12. Обмотки збираються в єдиний комплект, який закріплюється в металевій підставці 14.

За допомогою підставки вторинні обмотки закріплюються в цоколі 16. Зовнішню ізоляцію трансформатора серії ТФЗМ забезпечує фарфорова покришка 4. Покришка

скріплюється з цоколем кріпленням 1, 2, 3 та маслостійким гумовим ущільненням 15. Весь внутрішній об'єм трансформатора заповнюється трансформаторним маслом. У верхній частині фарфорового корпусу знаходиться маслорозширювач.

Він закритий кришкою 7, яка кріпиться до корпусу болтами 6 через гумову прокладку 9. На кришці розташований осушувач повітря 8. Він запобігає вільному доступу повітря в трансформатор та служить вологопоглинаючим фільтром. Для спостереження за рівнем масла на кришці трансформатора встановлюють маслопокажчик. Первинна обмотка 12 виготовляється з великої кількості гнучкого ізольованого проводу, який збирається в паралель, додатково ізольована кабельним папером 19.

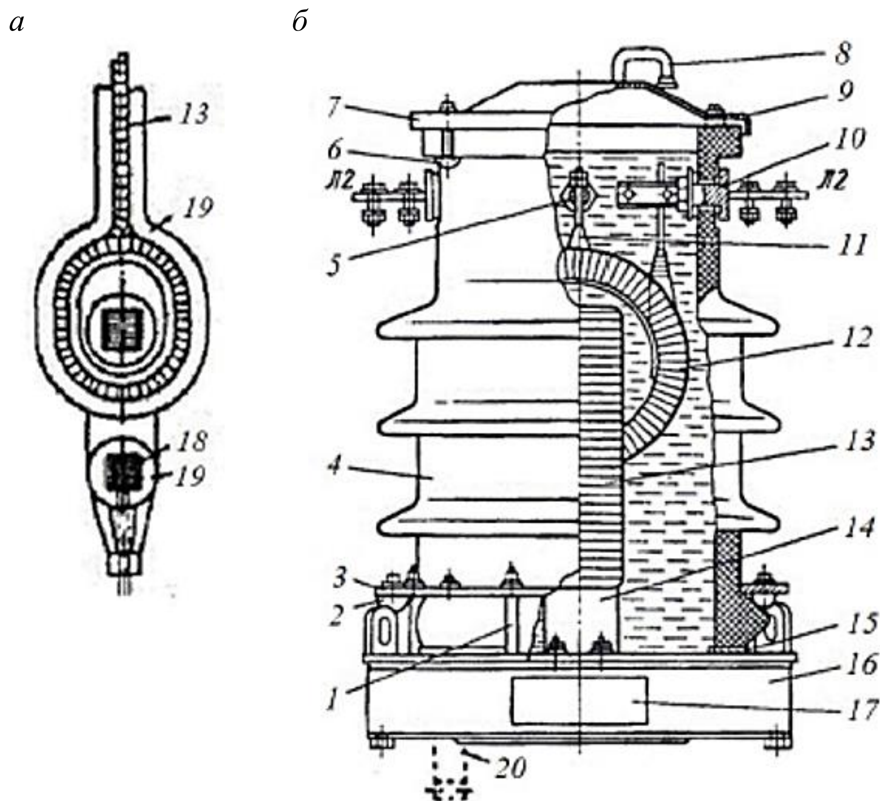


Рис. 5.6 Трансформатор струму ТФЗМ-35:
а) магнітопровід;
б) загальний вигляд.

Виводи первинної обмотки кріпляться до затискачів-натягувачів 11 та 5, які дозволяють з'єднувати секції послідовно або паралельно, що дозволяє змінювати номінальний первинний струм. У трансформаторів, що мають два або три коефіцієнти трансформації, існує можливість перемикання на первинній обмотці способом з'єднання шин зовнішніми або внутрішніми перемичками, і на вторинній стороні шляхом приєднання необхідних відпайок вторинної обмотки.

Лінійні висновки первинної обмотки проходять через ущільнення 10 фарфорової покришки і позначаються Л1 та Л2. Вивода вторинних обмоток розташовуються на одній з бічних стінок цоколя і закриті кришкою 17, мають позначення 1И1–1И2, 2И1–2И2, 3И1–3И2. У нижній частині коробки виводів вторинних обмоток є отвір для установки кабельної муфти, яка служить для обробки в ній кінців кабелю, що підводиться. На бічній стінці цоколя розташований болт заземлення 20 та масловипускний патрубок для зливу та зняття проб масла.

Трансформатори струму з роз'ємним сердечником, інакше називають струмовимірювальними кліщами, застосовують для вимірювання струму в проводах та шинах під напругою без безпосереднього включення в коло.

На рис. 5.7 зображені дворучні струмовимірювальні кліщі Ц - 90 для електроустановок напругою до 10 кВ. Вони мають роз'ємний сердечник 1, на який намотана вторинна обмотка 3. Первинною обмоткою служить провід 2 або шина, по яких проходить поточний вимірюваний струм. До вторинної обмотки приєднується амперметр 5 (див. рис. 5.6) з перемикачем меж вимірів 4. У цих кліщах рукоятки 6 надійно ізольовані від магнітопроводу. Промисловістю випускається кілька різновидів електровимірювальних кліщів з різними межами вимірювань: КЕ - 44 з межами вимірювання від 25 до 500 А; Ц - 90 з межами вимірювань від 15 до 600 А; Ц - 30 для вимірювання струму в ланцюгах на напругою до 600 В.

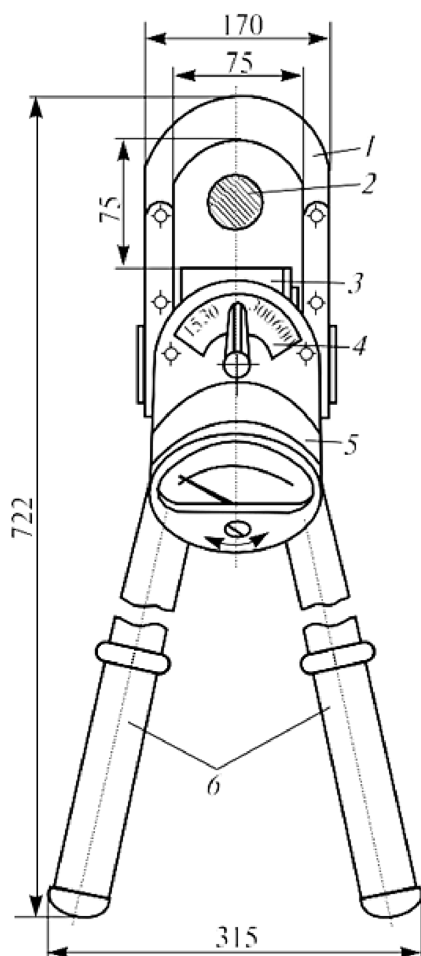


Рис. 5.7 Роз'ємний трансформатор струму

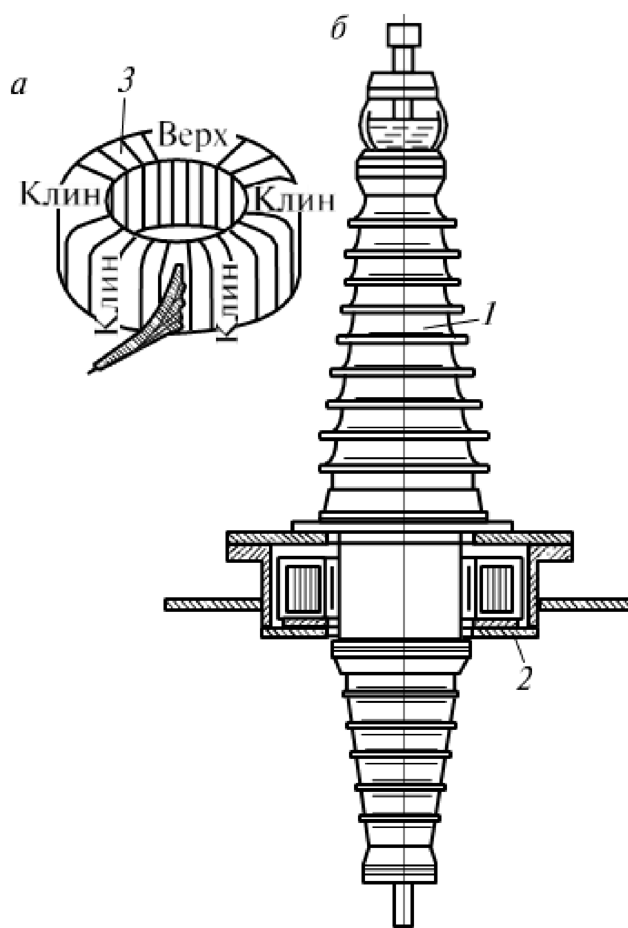


Рис. 5.8 Вбудований трансформатор струму:
а) загальний вигляд;
б) встановлення трансформатора

Вбудовані трансформатори струму ТВ і ТВТ виконують на кільцьових стрічкових сердечниках (рис. 5.8, а). Вторинні обмотки 3 намотують на сердечник ізольованим проводом. При виконанні обмотки залишають вільні ділянки для кріплення трансформатора та для розпірних клинів. Ці ділянки позначають надписом «клин». Первинною обмоткою вбудованого трансформатора 2 є стрижень високовольтного уводу 1 (рис. 5.8, б) силового трансформатора або масляного вимикача. Таке конструктивне виконання здешевлює трансформатори струму та спрощує їх установку, оскільки для них не потрібно окремого місця.

До недоліків таких трансформаторів відноситься велика погрішність та мала вторинна потужність.

Трансформатори струму серії ТРО виготовляються на максимальну робочу напругу від 25 кВ до 40,5 кВ та на номінальний первинний струм до 2500 А з однією, двома та трьома вторинними обмотками. Основою різних варіантів трансформаторів є епоксидний корпус, первинна та вторинна обмотка, а також магнітопровід. Форма епоксидних корпусів повністю відповідає розмірам розподільних пристроїв та вимогам різних стандартів. Трансформатори виконуються повністю з епоксидного матеріалу. Вторинні коробки затискачів відлиті з епоксидного матеріалу разом з трансформаторами. Епоксидна смола достатньо добре витримує вплив оточуючого середовища. Виконання трансформаторів – "сухе". Номінальний постійний тепловий струм для трансформаторів серії ТРО дорівнює 120% Ін. Первинні та вторинні обмотки трансформаторів маркуються згідно з європейськими стандартами . Наприклад: Р1 – початок первинної обмотки, а Р2 - її кінець. IS1 - початок вторинної обмотки, а IS2- її кінець.

Трансформатор струму серії ТОЛ призначений для зовнішньої установки у відритих розподільчих пристроях і можуть використовуватися для заміни трансформаторів струму з масляною ізоляцією серії ТФЗМ. Трансформатори серії ТОЛ виготовляються на класи напруг від 35 кВ до 110 кВ (рис. 5.9) і є самостійними виробами. Робоче положення трансформаторів – вертикальне. Трансформатори комплектуються захисними прозорими кришками для окремого пломбування вторинних затискачів.

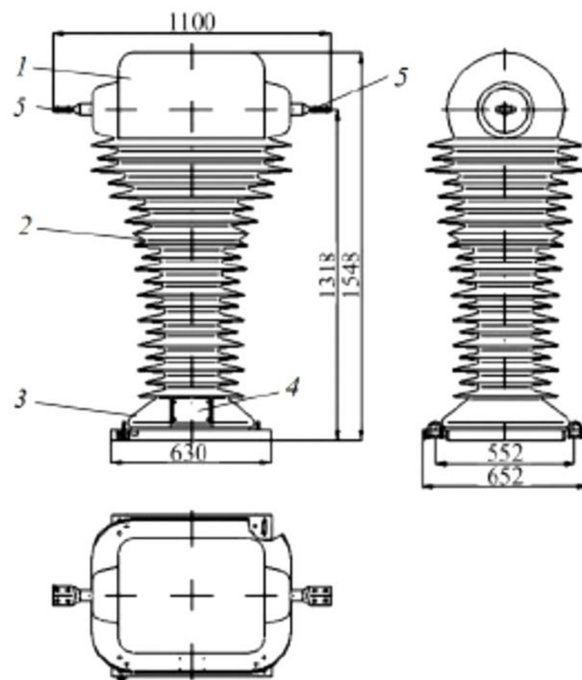


Рис. 5.9 Трансформатори струму серії ТОЛ

Обмотки розташовані в ізоляційному корпусі 2. Корпус 2 трансформатора виконується з литою ізоляцією, яка є головною ізоляцією і забезпечує захист обмоток від кліматичних та механічних впливів. Верхня частина ізоляційного корпусу 2 закрита ковпаком 1, в якому розташовані лінійні виводи 5 первинної обмотки ($Л_1$ та $Л_2$). Вимірювальні виводи вторинної обмотки ($И_1$ та $И_2$) розташовані в закритій коробці 4, яка розташована на основі трансформатора 3.

Трансформатор струму серії ТГФМ-110 – це електромагнітний перетворювач струму, який забезпечує пропорційну залежність вторинного струму від первинного;

зовнішньої установки, опорної конструкції (фарфор), з елегазовою внутрішньою ізоляцією, одним ступенем трансформації, з п’ятьма та більше вторинними обмотками.

Елегаз (SF_6) при атмосферному тиску має діелектричні властивості в три рази вищі, ніж у повітря, а при тиску 0,1 ÷ 0,2 МПа такі ж самі, як у трансформаторного масла.

Конструкція внутрішньої ізоляції ТГФМ-110 базується на унікальних ізоляційних властивостях елегазу та спеціальній формі екранів, які створюються практично однорідне електричне поле. Мінімальний тиск елегазу в трансформаторі складає 0,12 МПа, що гарантує газоподібний стан елегаза та стійкість апарату до нормованих перенапруг при температурах до -55^{0}С.

Щільність елегазу в трансформаторі забезпечується герметизацією роз’ємних з’єднань гумовими кільцями з регламентованим стисканням у канавках спеціальної форми. Внутрішні поверхні трансформатора захищені від дії корозії, тому що елегаз є інертним газом. Зовнішні поверхні захищені покриттями від впливу агресивних факторів. Контактні поверхні мають гальванічне покриття.

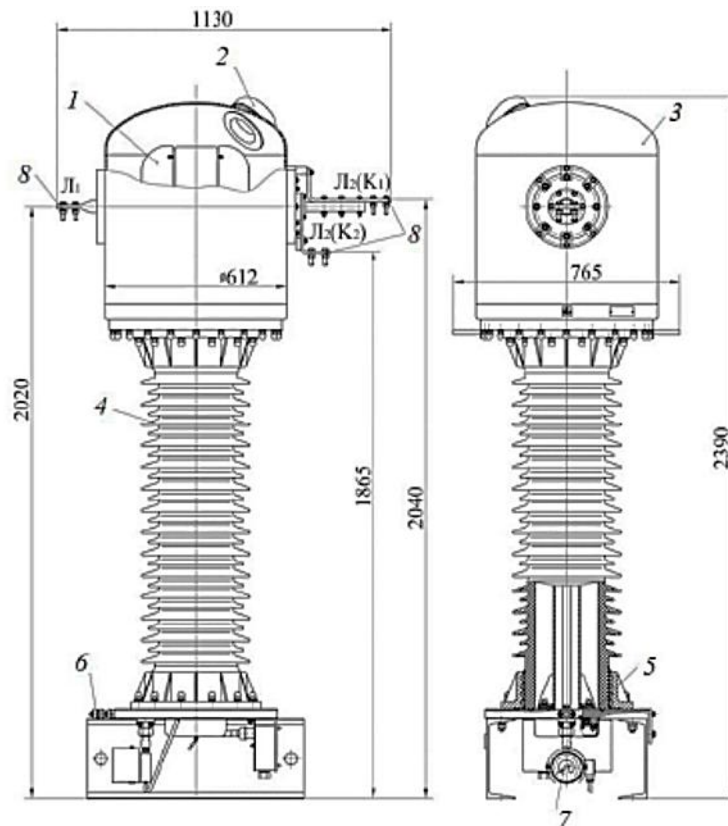


Рис. 5.10 Трансформатор струму серії ТГФМ-110

1 - блок вторинних обмоток; 2 - пристрій мебранний; 3 - корпус (головка); 4 - ізолятор фарфоровий; 5 - блок вторинних виводів; 6 - оборотний клапан для підкачки елегазу; 7 - сигналізатор тиску; 8 - виводи первинної обмотки.

Трансформатори струму серії ТГФМ-110 (рис. 5.10) мають один або два коефіцієнта трансформації (наприклад 600-1200 – двох витковий з перемиканням). Зміна коефіцієнту трансформації виконується шляхом приєднання шини до одного з виводів $Л_2$ первинної обмотки 8. Конструкція дозволяє візуально контролювати правильність приєднання трансформатора, який знаходиться під напругою. Блок вторинних обмоток 1 розташовується у верхній частині трансформатора під алюмінієвим корпусом 3, який у свою чергу виконує роль другого вітка в конструкції з перемиканням коефіцієнта трансформації. Це знижує матеріалоємність і як слідство вагу та вартість трансформатора.

Мембранний запобіжний пристрій 2 забезпечує захист від підвищення тиску навіть при внутрішньому короткому замикання. Товщина стінки корпуса 4 запобігає можливості прожогу.

У внутрішній ізоляції відсутній твердий діелектрик, що дозволяє знизити робочий тиск, а низький робочий тиск, у свою чергу, дозволяє експлуатувати трансформатор у районах з холодним кліматом (до -55^{0}С) без застосування спеціальної суміші.

Для контролю за тиском елегазу передбачений сигналізатор тиску 7.

Для підкачки елегазу при експлуатації використовується зворотній клапан 6.

Елегазовий трансформатор струму ТГФМ-110 має:

- гарантійний строк – 3 роки;
- міжревезійний період – 20 років;
- строк служби – 40 років.

При експлуатації трансформатор струму практично не потребує обслуговування, а його робото спроможність забезпечується підтримуванням нормованої щільності елегазу. Крім того вплив кліматичних та екологічних факторів довкілля не викликає необхідності заміни елементів трансформатора на протязі всього періоду експлуатації.

5.1.3 Маркування трансформаторів струму та позначення на схемах

Маркування трансформаторів струму складається з літер та цифр:

Літери означають:

Т - трансформатор струму (рос.: тока);
П - прохідний;
В - вбудований;
Л (МА) - з литою ізоляцією;
О - одновитковий;
О - опорний (для елегазових трансформаторів);
Ш - шинний;
К - котушковий;
З - для захисту від замикань на землю;
Ф - у фарфоровому корпусі;
ФЗ - у фарфоровому корпусі з первинною обмоткою кільцевого (ланкового) типу;
Н - зовнішньої (рос.: наружной) установки;
Р - з осердям для релейного захисту;
Д - з осердям для диференційного захисту;
У - посилений;
ВТ - вбудований в силовий трансформатор;
Г – елегазовий
S – зі зменшеною похибкою у вимірюванні;
Б – бакової конструкції;
М – модернізований(або малогабаритний):

1. Для трансформаторів струму напругою 6; 10 кВ - модернізований (малогабаритний).
2. Для трансформаторів струму напругою 35 кВ та вище — масляний.

Цифри означають:

Перша група цифр – номінальну напругу, кВ;

Друга група цифр (через дріб) – первинний номінальний та вторинний номінальний струм, А;

Третя група цифр (через дріб) – класи точності вторинних обмоток.

Друга та третя група можуть мінятись місцями.

Римські цифри вказують на довжину шляху витоку.

Наприклад:

ТОЛ – 110III – 0,5S/0,5/10P/10P/10P – 500/5 УХЛ1 – трансформатор струму,

опорний, з литою ізоляцією (сухий), номінальна напруга 110 кВ, III – довжина шляху струму витоку, 0,5S – клас точності обмотки для приєднання лічильників грошового розрахунку (S – обмотка має зменшену похибку у вимірюванні), 0,5 – клас точності обмотки для прждნання вимірювальних приладів, 10Р – клас точності обмотки для приєднання реле, 500 – номінальний первинний струм, А, 5 – номінальний вторинний струм, А, для роботи в районах з помірним та холодним кліматом на відкритому повітрі.

ТФЗМ – 110Б – 600/5 – 0,5/10Р/10Р – трансформатор струму, фарфоровий, кільцевий, 110 кВ, Б – категорія зовнішньої ізоляції; номінальний струм первинної обмотки 600А, вторинної обмотки 5А, класи точності обмоток – 0,5 для підключення лічильників грошового розрахунку, 10Р для підключення релейного захисту та вимірювальних приладів.

Приклади графічного позначення трансформаторів струму наведені в табл. 5.1

Таблиця 5.1 - Приклади графічного позначення трансформаторів струму

TA Трансформатор струму з однією вторинною обмоткою у трьох фазах (форма 1)	TA2 Трансформатор струму з однією вторинною обмоткою у двух фазах (форма 1)	Трансформатор струму з двома вторинними обмотками у трьох фазах (форма 1)	Трансформатор струму з трьома вторинними обмотками у трьох фазах (форма 1)
TA5 Трансформатор струму з двома вторинними обмотками у трьох фазах (форма 2)	Трансформатор струму з двома вторинними обмотками у двух фазах (форма 2)	TA1 Трансформатор струму з трьома вторинними обмотками у трьох фазах (форма 2)	TA2 Трансформатор струму з чотирма вторинними обмотками у трьох фазах (форма 2)

Трансформатори струму на схемах зображуються або у вигляді котушок або у вигляді кіл (табл. 5.1) з наступними розмірами:

- довжина котушки або діаметр кола – 8 – 10 мм;
- відстань між котушками або колами, якщо трансформатор має дві та більше вторинних обмоток – 3 – 5 мм;
- довжина виводів – 2 – 3 мм;
- відстань між виводами – 4 – 6 мм.

Праворуч або ліворуч від графічного позначення трансформатора (де є місце) вказується його тип. Якщо зображувати трансформатор струму згідно вимог МЕК то замість типу трансформатора ставиться великі літери ТА з відповідним номером (арабською цифрою). Відстань між трансформаторами різних фаз стаовить 12 – 15 мм.

5.1.4 Вибір та перевірка трансформаторів струму

Трансформатори струму обираються по місцю установки (внутрішня чи зовнішня), конструкції (опорні, прохідні, вбудовані), призначенню (для живлення вимірювальних приладів чи релейного захисту), номінальній напрузі та струму первинного кола відповідно відповідно умовам [11]:

$$U_{н} \geq U_{р}, \qquad (5.3)$$

$$I_{н} \geq I_{р\ max}, \qquad (5.4)$$

де $U_{н}$ –номінальна напруга трансформатору струму, кВ;
$U_{р}$ – робоча напруга приєднання електроустановки, на якому встановлюють трансформатор струму, кВ;
$I_{н}$ – номінальний струм трансформатору струму , А;
$I_{р\ max}$ – робочий максимальний струм приєднання електроустановки, на якому встановлюють трансформатор струму, А.

Обрані трансформатору струму перевіряють по струму короткого замикання на динамічну стійкість:

$$i_{д} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{д} \geq i_{у}, \qquad (5.5)$$

де $K_{д}$ – коефіцієнт динамічної стійкості;
$I_{ном}$ – номінальний струм трансформатору струму, А;
$i_{у}$ – ударний струм короткого замикання, кА.

Крім того, обрані трансформатори струму перевіряють по струму короткого замикання на термічну стійкість:

$$I_{т}^{2} \cdot t_{т} = (I_{ном} \cdot K_{т})^{2} \cdot t_{т} \geq B_{к}, \qquad (5.6)$$

де $K_{т}$ – коефіцієнт термічної стійкості;
$t_{т}$ – час протікання струму термічної стійкості, с;
$B_{к}$ – тепловий імпульс струму короткого замикання, кА^{2}·с.

В деяких довідниках надаються струми електродинамічної та термічної стійкості, тому вирази (5.5) та (5.6) наберуть вигляд:

$$i_{д} \geq i_{у}, \qquad (5.7)$$

$$I_{T}^{2} \cdot t_{T} \geq B_{к}, \qquad (5.8)$$

Вбудовані трансформатори струму за струмом короткого замикання не перевіряються, тому що струмовідні стрижні, які є первинною обмоткою перевіряються при виборі вимикачів та силових трансформаторів.

Перевірка трансформаторів струму на відповідність класу точності виконується для обмотки трансформатора найбільш завантаженої фази, до якій приєднані вимірювальні прилади, за умовою:

$$S_{2НОМ} \geq S_{2РОЗР} \text{ або } Z_{2НОМ} \geq Z_{2РОЗР}, \qquad (5.9)$$

де $Z_{2НОМ}$ - номінальне навантаження обмотки трансформатора, що перевіряється, у заданому класі точності, Ом;

$Z_{2РОЗР}$ - вторинне розрахункове навантаження, яке приєднане до перевіряємої обмотки, Ом.

Опір $Z_{2РОЗР}$ визначається за формулою

$$Z_{2РОЗР} = Z_{ПРИЛ} + Z_{ПРОВ} + Z_{КОНТ}, \tag{5.10}$$

де $Z_{ПРИЛ}$- опір приладів, які приєднані до вторинної обмотки, Ом;
$Z_{ПРОВ}$ - опір з'єднувальних проводів між трансформатором струму та приладами, Ом.

Опір приладів, який визначається за даними у довідниках. Опір з'єднувальних проводів визначається за формулою:

$$Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ} = \frac{l_{РОЗР}}{\gamma \cdot q_{ПРОВ}}, \tag{5.11}$$

де $l_{РОЗР}$ - розрахункова довжина з'єднувальних проводів, яка визначається за формулами:
- для схем з'єднання трансформаторів струму зірка та трикутник - $l_{РОЗР} = l$;
- для схеми неповної зірки - $l_{РОЗР} = \sqrt{3} \cdot l$;
- при живленні приладів від одного трансформатора струму - $l_{РОЗР} = 2 \cdot l$.

γ - питома провідність матеріалу з'єднувальних проводів (для мідних проводів γ_M= 53 МСм/м; для алюмінієвих проводів γ_A= 32 МСм/м);
$q_{ПРОВ}$ - переріз проводів (для мідних проводів мінімальний переріз 2,5 мм^2, для алюмінієвих – 4 мм^2, максимальний переріз проводів (мідних та алюмінієвих) – 10 мм^2);
l - відстань між трансформатором струму та місцем установки приладів, м.

Розрахунок опору проводів виконують для їх мінімального перерізу, якщо умова (5.9) не виконується, розрахунковий переріз збільшується (2,5; 4; 6; 10 мм).

З метою спрощення розрахунків геометричне складання опорів замінюють арифметичним, що дає певний розрахунковий запас.

Перевірка трансформатора струму на десятивідсоткову похибку виконується для обмотки трансформатора найбільш завантаженої фази, до якої приєднані реле захисту.

Для релейного захисту на відміну від вимірювальних приладів відповідна точність роботи трансформатора струму необхідна в першу чергу при струмах короткого замикання, які значно перевищують струми нормального режиму. Для обмоток трансформаторів струму, до яких приєднують релейний захист, допустимою є похибка за величиною струму не більше 10%, а за кутом не більше 7^0 при проходженні по первинній обмотці струму короткого замикання, при якому повинен спрацювати релейний захист.

Для перевірки використовують розрахункові криві десятивідсоткової похибки, які маються у довідковій літературі. За цими кривими визначається допустиме навантаження $Z_{ДОП}$, при якому похибка не перевищує 10%. Для цього необхідно спочатку знайти розрахункову кратність струм за формулою:

$$m = \frac{I_{РОЗР}}{I_{1НОМ}} \tag{5.12}$$

де $I_{РОЗР}$ - розрахунковий струм, для більшості захистів з урахуванням похибки в 10% $I_{РОЗР} = 1{,}1 \cdot I_{С.З.}$;

$I_{С.З.}$ - струм спрацьовування захисту;

$I_{1НОМ}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму.

Використовуючі одержану кратність m, по розрахунковій кривій знаходять допустимий опір вторинного навантаження $Z_{2ДОП}$ для трансформатора, що перевіряється, та порівнюють з розрахунковим $Z_{2РОЗР}$

$$Z_{2ДОП} \geq Z_{2РОЗР} \quad (5.13)$$

Якщо вимога (5.10) виконується, то трансформатор працює з похибкою, яке не перевищує 10%. При виконанні вимоги (5.10) необхідно розглянути можливість зміни навантаження на трансформатор струму за рахунок збільшення перерізу проводів, використання іншої схеми з'єднання трансформаторів струму, послідовного вмикання вторинних обмоток трансформатора струму, приєднання реле до різних обмоток трансформатора або вибору трансформатора струму з більшим первинним номінальним струмом $I_{1НОМ}$.

5.2 ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

5.2.1 Принцип дії трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (ТН) призначені для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів і реле та ізоляції їх від високої напруги [11]. Вони застосовуються в електричних установках напругою вище 1 кВ. Первинна обмотка підключається паралельно до збірних шин, а до вторинної - підключаються обмотки приладів та реле (рис. 5.11).

Первинна обмотка електрично не зв'язана зі вторинною та ізольована від неї на повну робочу напругу. Вторинна обмотка заземлюється для безпеки обслуговуючого персоналу. Трансформатор напруги працює в режимі, близькому до режиму Х.Х.

Основні номінальні параметри: номінальна первинна напруга; номінальна вторинна напруга 100 В (якщо первинна обмотка підключається на міжфазну (лінійну) напругу чи $100/\sqrt{3}$ В (первинна обмотка підключається між фазою та землею (фазна напруга)); номінальний коефіцієнт трансформації; вторинна потужність, яка гарантує клас точності. Всі трансформатори напруги напругою 20 кВ та вище підключаються первинною обмоткою між фазою та землею, тобто на фазну напругу, тому номінальна вторинна напруга для них буде $100/\sqrt{3}$ В. Тільки при напрузі 6 – 10 кВ можуть застосовуватись трифазні трансформатори напруги, тобто номінальна вторинна напруга таких трансформаторів дорівнює 100 В. Якщо первинна обмотка підключається між двома фазами, то для таких трансформаторів дорівнює - $U_{2H} = 100$В.

Коефіцієнт трансформації:

$$K_U = \frac{U_{1H}}{U_{2H}} \approx \frac{w_1}{w_2}, \quad (5.14)$$

де $U_{1H}\left(U_{1НОМ}\right)$ - номінальна первинна напруга, кВ;

$U_{2H}\left(U_{2НОМ}\right)$ - номінальна вторинна напруга, кВ.

Похибка у вимірюванні напруги визначаються з виразу:

$$\Delta U\% = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_1} 100\%, \tag{5.15}$$

де $U_1;U_2$ - відповідно первинна та вторинна напруги, кВ.

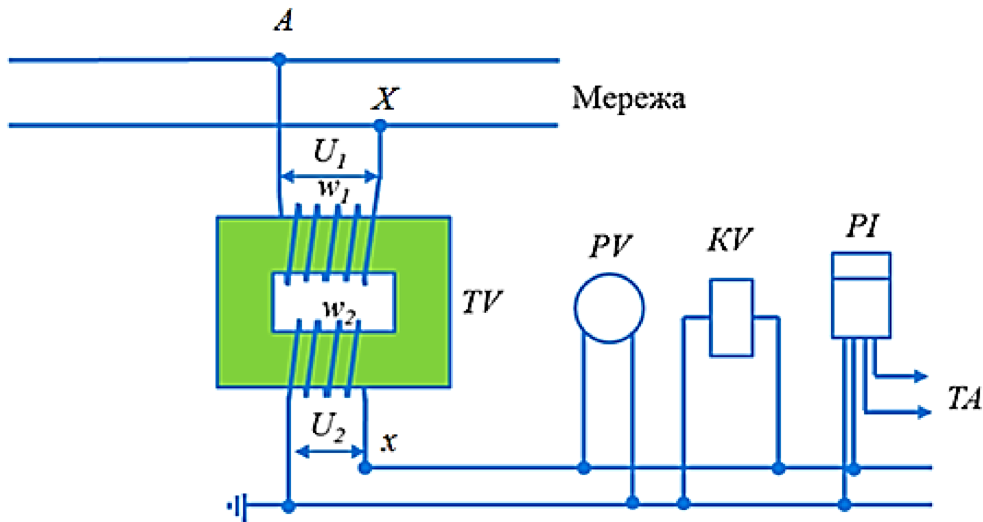


Рис. 5.11 Схема підключення трансформатора напруги.

Виходячи з похибки у вимірюванні, трансформатори напруги мають наступні класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Трансформатори напруги класу точності 0,2 застосовують в якості зразкових приладів. Для приєднання лічильників грошового розрахунку використовуються трансформатори класу точності 0,5. Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують трансформатори класів 1 та 3.

Трансформатори напруги класифікуються за:

- кількістю ступенів – одноступеневі, каскадні;
- кількістю обмоток – двох та трьохобмоточні;
- кількістю фаз – одно та трьохфазні;
- засобами охолодження – сухі та масляні;
- родом установки – внутрішньої та зовнішньої.

Двохобмоточні трансформатори мають первинну та вторинну обмотки. Первинна обмотка має початок, який маркується великими літерами (наприклад А) та кінець, який також маркується великими літерами (наприклад Х). Вторинна обмотка має початок, який маркується малими літерами (наприклад а) та кінець, який також маркується малими буквами (наприклад х).

Трьохобмоточні трансформатори мають первинну, вторинну та додаткову обмотки. Первинна та вторинна обмотки маркуються відповідно до двообмоточних трансформаторів, а додаткова маркується наступним чином: початок $a_д$,, а кінець $x_д$. Схема з’єднання додаткової обмотки – розімкнений трикутник.

5.2.2 Конструкція трансформаторів напруги

Однофазні трансформатори напруги ТН типу НОМ застосовується для внутрішньої установки. У сталевому циліндрі 4 (рис. 5.11, а) ТН знаходиться виймальна частина, яка складається з магнітопроводу 7, на якому намотані первинна 6 (зовні) та вторинна (усередині) обмотки. В кришку 8 вмонтовані прохідні ізолятори 1 вторинної та первинної обмоток 5 із затискачами 9.

На баку 4, який заповнюється трансформаторним маслом (рис. 5.11, а) розташовані пробка 8 (рис. 5.11, б) для доливу масла, болт 2 (рис. 5.11, б) для заземлення трансформатора та пробка 3 (рис. 3.25, а) для зливу трансформаторного масла.

У більш сучасних конструкціях трансформаторів застосовують однорідну ізоляцію з паперу, яка просочується маслом і є продовженням ізоляції обмоток. Вона входить у фарфор високовольтних уводів. Масло в ізоляторах сполучається з маслом в кожусі, тому повітряний простір під кришкою відсутній. Це призводить до різкого зменшення ізоляційних відстаней, розмірів кожуху та кількості масла.

У практиці застосовуються силові трансформатори малої потужності типу ОМ, які зовні схожі на ТН типу НОМ; необхідно запам'ятати, що, незважаючи на їх схожість, галузі використання цих трансформаторів різні.

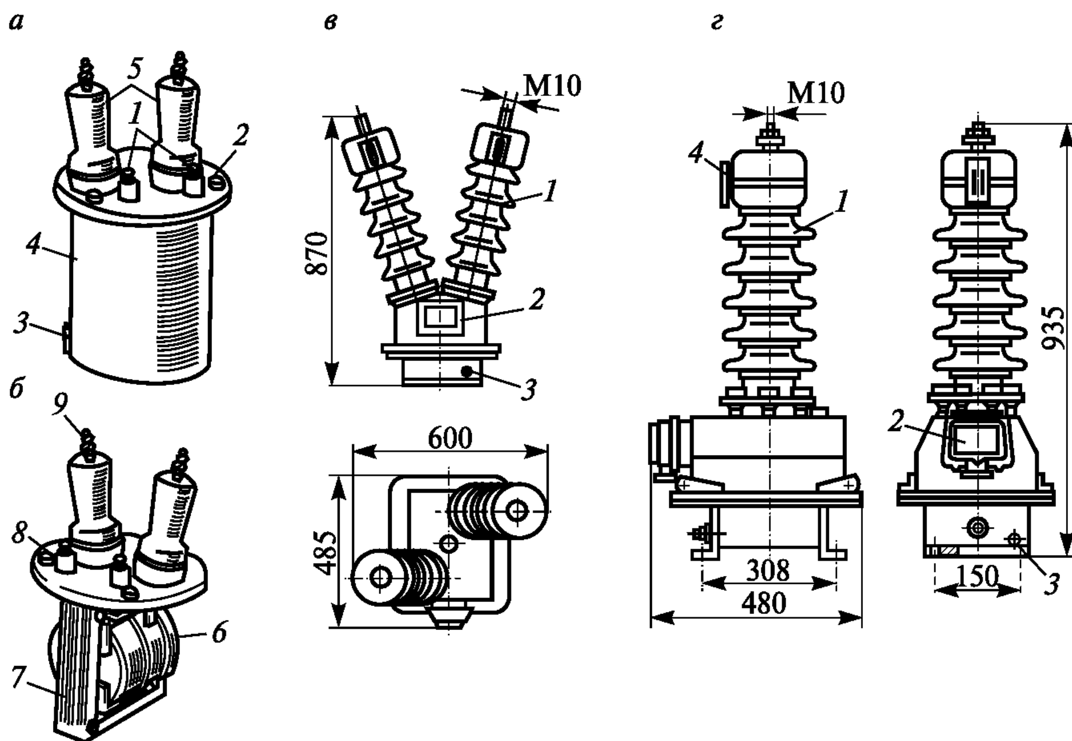


Рис. 5.11 Однофазні трансформатори напруги:
а — загальний вигляд НОМ - 10; б - виїмна частина;
в - загальний вигляд НОМ - 35; г — загальний вигляд ЗНОМ – 35

На рис. 5.11, в, г наведено зовнішні види трансформаторів НОМ 35 66 (напруги однофазний масляний 35 кВ) та ЗНОМ 35 65. Останній являє собою сталевий бак 3, всередині якого знаходиться магнітопровід з обмотками. На кришці бака встановлюють високовольтний ізолятор 1 (увід ВН), через який проходить струмовідний стрижень, з'єднаний з початком первинної обмотки; вивода кінця первинної обмотки, вторинної та додаткової розташовані в коробці 2. По масловказівному склу 4 визначають рівень масла в розширювачі. Заземлення кожухів здійснюється шляхом з'єднання болта 3 з контуром заземлення електроустановки.

Для напруг 110 кВ і вище випускають каскадні трансформатори напруги НКФ з фарфоровим корпусом. На рис. 5.12 наведено загальний вигляд та схема такого трансформатора серії НКФ - 110. Трансформатор складається з фарфорового циліндричного корпусу 4, змонтованого на транспортному візку з котками 5 (рис. 5.12, а). У верхній частині розташований розширювач 2 з масловказівником 3 та уводом, до якого приєднується початок обмотки ВН, а її кінець — до транспортного візка. Уводи

вторинної обмотки 7 розташовуються в коробці 6. По кутах візка розташовуються чотири підйомні римболта 1.

Обмотка ВН трансформатора (рис. 5.12, б) складається з двох секцій 8 і 9, кожна з яких намотана на своєму сердечнику 10 та 11. Середні точки секцій первинної обмотки з'єднані з сердечниками. На кожну секцію обмотки при розімкнутому колі вторинної обмотки 12 (холостий хід трансформатора) припадає половина напруги фази. Сердечники ізолюють один від одного на напругу *Uф/2*, а крайні витки секцій від сердечників - тільки на *Uф/4*. Таке полегшення ізоляції між секціями та їх сердечниками сприяє зниженню габаритів та маси трансформатора та зменшенню його вартості.

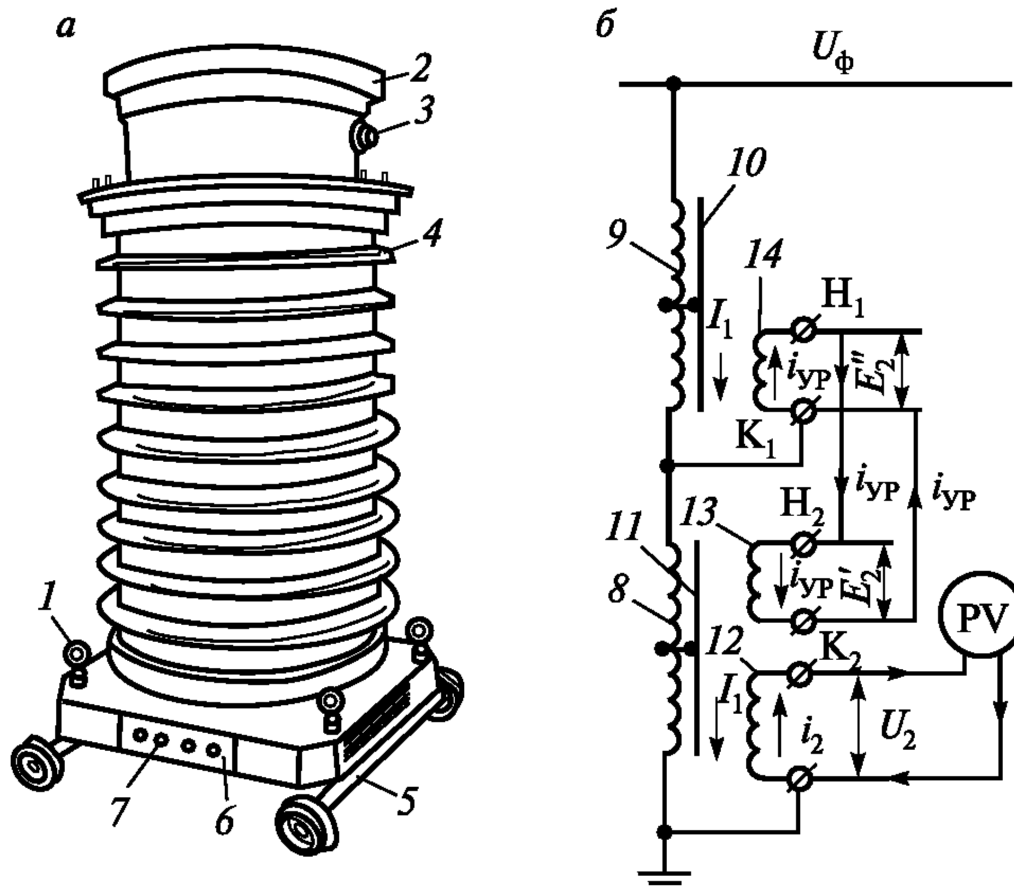


Рис. 5.12 Каскадний трансформатор напруги НКФ 110:
а - загальний вигляд; б - електрична схема

Вторинна обмотка 12 розташовується на нижньому сердечнику і дає напругу $U_2 = 100/\sqrt{3}$ В (додаткова обмотка, не показана на схемі, дає 100/3 В). При включенні у вторинну обмотку приладів, наприклад вольтметра PV, відбувається розмагнічування сердечника секції 8 магнітним потоком вторинної обмотки і зниження опору секції. Це призводить до нерівномірного розподілу напруги між секціями, вольтметр PV даватиме занижені показання, так як на обмотці 8 напруга буде меншою за *Uф/2*. Для вирівнювання напруги на секціях застосовують зрівнювальні обмотки 13 та 14, розташовані на різних сердечниках та з'єднані між собою паралельно (H_1 - H_2; K_1 - K_2). В обмотці 13 створюється напруга нижче, ніж в обмотці 14, що призводить до виникнення зрівняльного струму $i_{ур}$.

Магнітний потік, створюваний струмом $i_{ур}$ підмагнічує сердечник секції 8, збільшуючи її індуктивний опір, та розмагнічує сердечник секції 9, знижуючи її опір. Таким чином відбувається вирівнювання опорів і, отже, напруги на секціях при будь-якому навантаженні вторинної обмотки. Трансформатори напруги типу НКФ на напруги

вище 110 кВ збираються з однакових елементів, що з'єднуються послідовно та розміщуються по два в одному фарфоровому корпусі.

Трансформатори напруги ЗНОЛПМ призначенні для установки у комплектні пристрої, струмопроводи. Вони слугують для живлення кіл вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління і в електричних установках змінного струму частоти 50 Гц або 60 Гц в мережах з ізольованою нейтралю. Ці трансформатори випускаються на клас напруги 6-10 кВ.

Трансформатори напруги серії ЗНОЛПМ (рис. 5.13) однофазні тому трифазна група може комплектуватися з трьох трансформаторів тобто трансформатори напруги серії ЗНОЛПМ можна застосовувати у трьохфазному, двофазному та однофазному виконанні.

Основою всіх варіантів є литий ізоляційний корпус 1, первинна, вторинна та додаткова обмотки, а також магнітопровід. Затискач початку первинної обмотки 2 розташовується в верхній частині ізоляційного корпусу 1. Затискач кінця вторинної обмотки 3 розташовується на основі трансформатора 4. На основі 3 також розташовуються затискачі вторинної обмотки 5 та додаткової 6 обмоток.

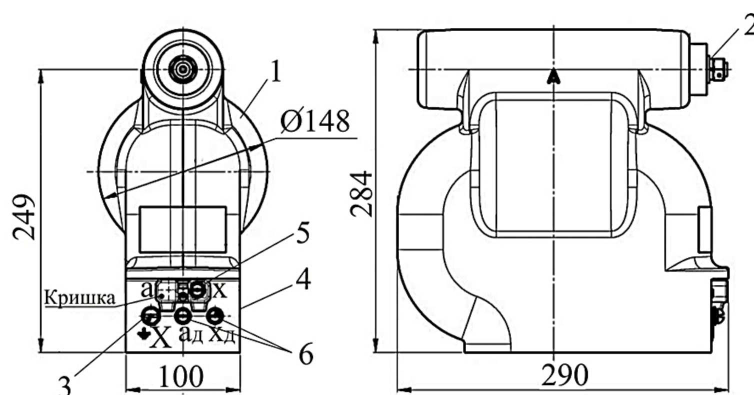


Рис. 5.13 Трансформатор напруги серії ЗНОЛПМ

Трансформатор напруги серії ЗНОЛ призначений для зовнішньої установки. Робоче положення – вертикальне. Випускаються на класи напруг від 27,5 кВ до 35 кВ. Трансформатори не мають власного захисту від резонансних впливів та комутаційних перенапруг в мережі.

Клас точності встановлюються тільки для номінальної напруги основної вторинної обмотки $100/\sqrt{3}$ та 100 В. Номінальна потужність додаткової обмотки становить до 300 ВА. На рис. 3.31 наведений загальний вигляд трансформатора, клемник трансформатора та принципові схеми. Трансформатор має литий ізоляційний корпус, в верхній частині якого розташовується затискач початку первинної обмотки. Затискач кінця первинної обмотки розташовується на основі трансформатора у коробці. Трансформатор має кілька варіантів виконання (дивись принципові електричні схеми трансформаторів на рис. 5.14). При чому слід зауважити, що трансформатори з первинною номінальною напругою 27500 В використовуються тільки на тягових підстанціях змінного струму і відносяться до специфічного обладнання тягових підстанцій. Затискачі вторинної та додаткової обмоток розташовуються в коробці на основі трансформатора.

Вимірювальний трансформатор напруги серії НОГ-110 (рис. 5.15) з елегазовою ізоляцією призначений для застосування в колах змінного струму частотою 50 або 60 Гц з метою передавання сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління. Трансформатор заповнений елегазом та має прилад контролю тиску з сигналізуючим пристроєм. Крім того цей трансформатор може бути укомплектований датчиком щільності елегазу з сигналізатором верхнього та нижнього рівня тиску елегазу. Конструкція трансформатора передбачає запобіжний

прилад (мембрану), що не дозволяє збільшуватись тиску в середині трансформатора вище 7 кгс/см^2 при аварії, яка пов'язана з ушкодженням внутрішньої ізоляції та горінням електричної дуги. Викид газу через запобіжний прилад спрямовується уверх, поза робочою зоною обслуговуючого персоналу. Трансформатор стійкий до дії механічних факторів зовнішнього середовища та сейсмічних коливань. Конструктивне виконання трансформаторів відрізняються кількістю вторинних обмоток та напругою на вторинних обмотках.

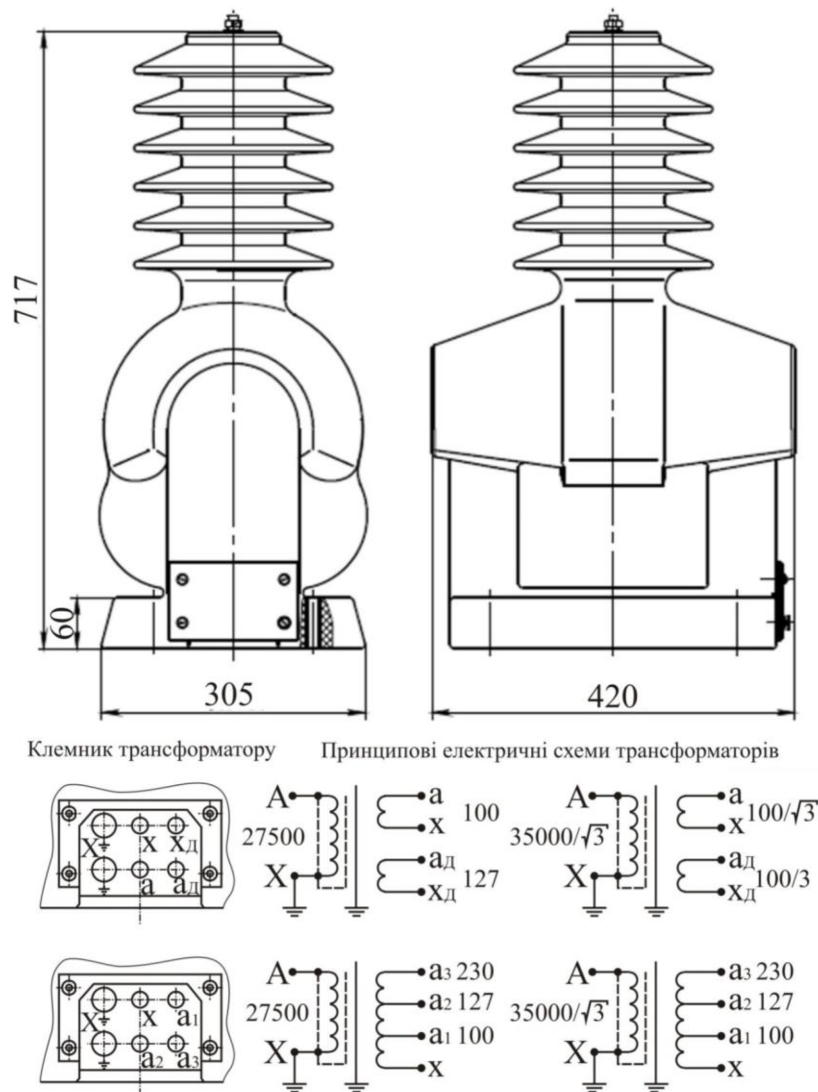


Рис. 5.14 Трансформатор напруги серії ЗНОЛ

Трансформатор має стабільні характеристики ізоляції на протязі усього періоду експлуатації і не потребують середніх та капітальних ремонтів з сушкою або заміною ізоляції. Трансформатор вибохо-пожежобезпечний. Контроль тиску елегазу виконується як візуально по приладам контролю так і за допомогою виходу на пульт управління з сигналізацією верхнього та нижнього рівня елегазу. При короткому замиканні виключається пожежа та руйнування металоконструкції.

Однофазний елегазовий трансформатор напруги серії НОГ-110 застосовується на підстанціях відкритого типу класу напруги 110 кВ. Трансформатор є приладом електромагнітного типу (рис. 5.15). Активна частина трансформатора – стрічковий розрізний магнітопровід з електротехнічної сталі з обмотками – розташована у металевому заземленому корпусі 1, який знаходиться у нижній частині на основі трансформатора 2. На корпусі 1 встановлений ізолятор 3, який забезпечує зовнішню

ізоляцію апарата. На верхньому торці 4 і ізолятора 3 розташовується високовольтний контактний вивід 5 первинної обмотки, що заземлюється, та виводи вторинних обмоток, а також сигналізатор щільності 7 для контролю тиску елегазу, пристрій для заповнення елегазом, табличка технічних даних. Обмотки трансформатора розташовані на магнітопроводі концентрично: в середині – додаткова обмотка, зверху – вторинна обмотка, а потім розташована первинна високовольтна обмотка. Для забезпечення максимальної електричної міцності ізоляції, обмотки мають спеціальні екрани.

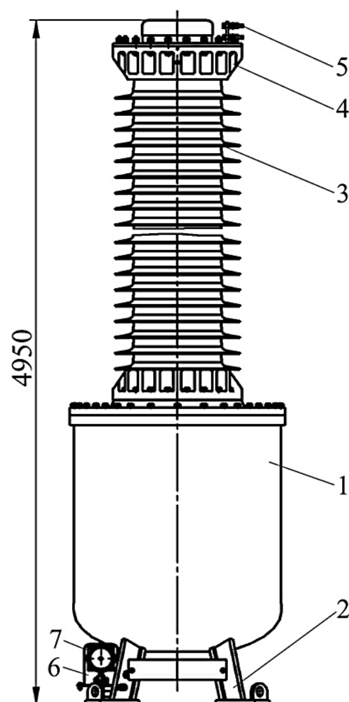


Рис. 5.15 Вимірювальний трансформатор напруги серії НОГ-110

Сигналізатор щільності елегазу має спеціальні контакти, за допомогою яких здійснюється сигналізація про зниження тиску елегазу. Згадувана вище мембрана встановлюється на корпусі 1.

На всіх ущільнюючих з’єднаннях застосовані здвоєні ущільнення зі спеціального полімерного матеріалу, який, на відміну від гуми не чутливий до впливу низьких температур. Підвищена надійність вузлів ущільнення виводів вторинних обмоток забезпечується багаторівневим лабіринтовим ущільненням. Досвід експлуатації таких трансформаторів підтвердив повну герметичність таких трансформаторів навіть при температурах довкілля до -550С. Відсутність твердої ізоляції виключає можливість виникнення часткових розрядів та дозволяє не здійснювати періодичні перевірки та випробування ізоляції на протязі тривалого часу. Трансформатор серії НОГ-110 практично не потребує обслуговування. Застосування елегазової ізоляції з низьким рівнем витоку, а також надійних, з великим строком служби комплектуючих елементів практично виключає об’єм регламентних робіт та забезпечує роботу трансформатора без обслуговування на протязі 20 років при середньому строку служби – 40 років.

Схеми з'єднання обмоток однофазних трансформаторів напруги. На рис. 5.16 наведено схеми з'єднання однофазних трансформаторів напруги та приєднання до них приладів. При необхідності вимірювання напруги між двома фазами один трансформатор НОС або НОМ підключається до лінійної напруги (рис. 5.16, а). Якщо потрібно підключати обмотки приладів та реле на будь-яку лінійну напругу, застосовують схему співєднання єднання трансформаторів в неповний (відкритий) трикутник (рис. 5.16, б).

Ця схема дозволяє вимірювати безпосередньо дві лінійні напруги U_{AB} і U_{BC}. Вона доцільна у всіх випадках, коли основне навантаження складають лічильники і ватметри. Схема, що розглядається, дозволяє отримати і третю лінійну напругу U_{CA}.

Три однофазні трансформатори типу ЗНОМ або НКФ, включені за схемою зірка із заземленою нейтраллю вищої напруги, представлені на рис. 5.16, в. Основні вторинні обмотки з'єднуються в зірку із заземленою нейтраллю, що дозволяє вимірювати напругу трьох фаз щодо землі вольтметрами. PV_A, PV_B і PV_C, а також три лінійні напруги вольтметрами PV_{AB}, PV_{BC} і PV_{AC}.

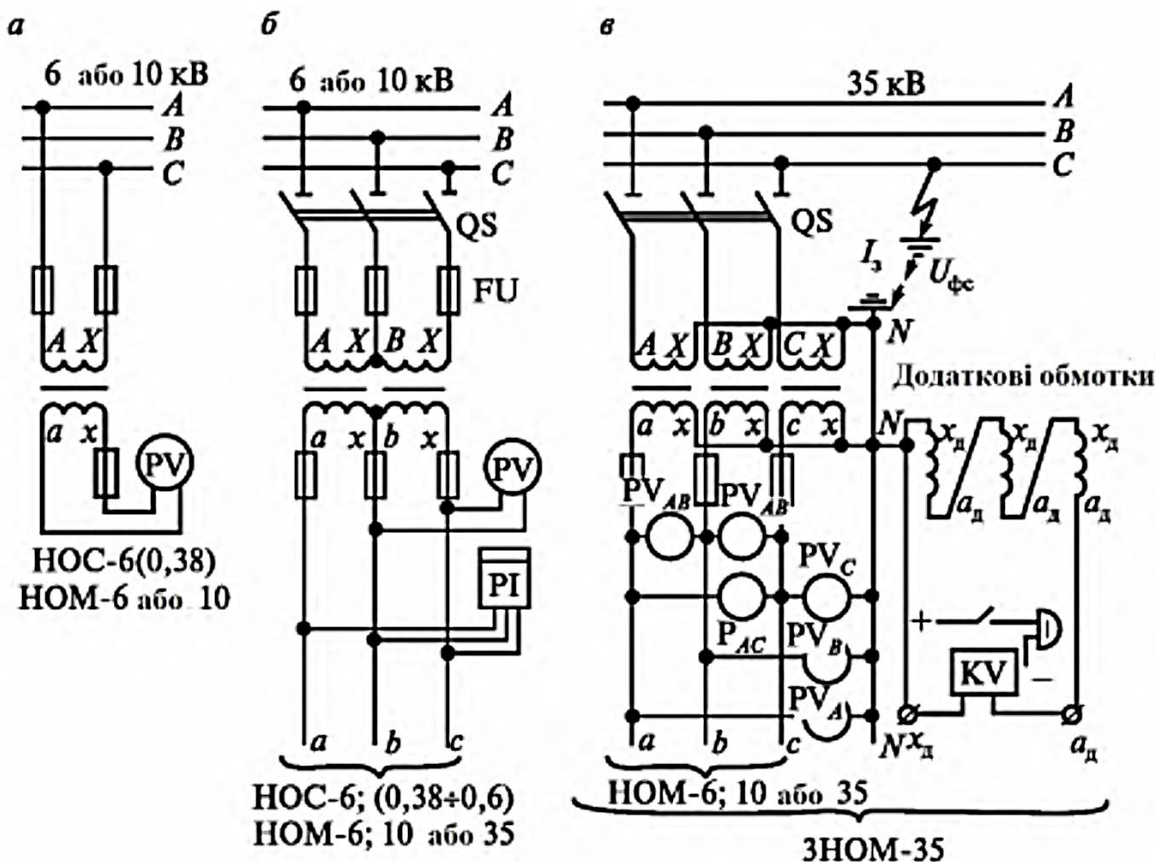


Рис. 5.16 Схеми з'єднання обмоток однофазних трансформаторів напруги:
а - одного, типу НОС або НОМ; б - двох, у відкритий (неповний) "трикутник"; в — трьох, у «зірку» із заземленою нейтраллю

Додаткові вторинні обмотки з'єднуються за схемою розімкнутого трикутника для підключення до нього реле контролю ізоляції фаз мережі KV. При пробої ізоляції однієї з фаз на затискачах $а_д$ і $х_д$ розімкнутого трикутника з'являється напруга 100 В, реле контролю ізоляції спрацьовує і замикає коло дзвоника, що сигналізує про пробій.

Трифазні трансформатори напруги. Трифазний п’ятистрижневий ТН серії НТМИ застосовують для внутрішньої установки (рис. 5.17). Він складається з циліндричного баку, в якому розташовують магнітопровід з первинною, вторинною та додатковою обмотками.

Активна частина зібрана з трьох активних частин однофазних трансформаторів, кожна і з них складається з магнітопровода з обмоткою.

Обмотки багатошарові циліндричні намотані з мідного проводу. Активна. частина жорстко з'єднана з кришкою трансформатора. Відводи НН та ВН виконані з мідного проводу.

Бак трансформатора звареної круглої (у плані) форми складається з верхньої рами. стінки та дна. У нижній частині бака мається затискач заземлення, пробка для злива

масла. Конструкція пробки дозволяє при її частково відкручуванні брати пробу масла. На дні бака є 4 отвори для кріплення трансформатора до фундаменту або до місця установки. На кришці встановлені прохідні ізолятори первинної (А. В. С), вторинної (а, в, с) та додаткової обмотки ($а_Д$ та $х_Д$), а також нульовий вивід, а також приварені серги для підйому трансформатора. Для забезпечення щільності роз'ємних частин трансформатора застосована маслостійка резина.

Трансформатор заповнений трансформаторним маслом, яке має пробивну напругу не менше 40 кВ.

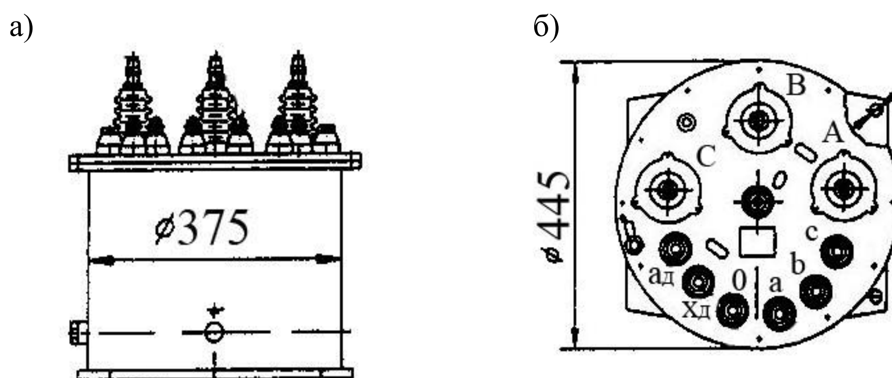


Рис. 5.17 Трансформатор напруги НТМИ-10:
а) вид збоку; б) вид зверху.

Розташування на осерді обмоток зображено на рис. 5.18. Крайні стрижні магнітопроводу не мають обмоток, вони призначені для замикання магнітного потоку несиметрії, який виникає в магнітопроводі при замиканні на землю однієї з фаз мережі.

Первинна обмотка ТН, з’єднана з фазою мережі, яка має замикання на землю, шунтується; в цьому випадку відсутній магнітний потік у стрижні шунтованої фази ТН, а магнітний потік у двох інших стрижнях збільшується в $\sqrt{3}$ разів. Крайні стрижні представляють магнітні шунти для потоку несиметрії ,запобігають перегріву магнітопроводу.

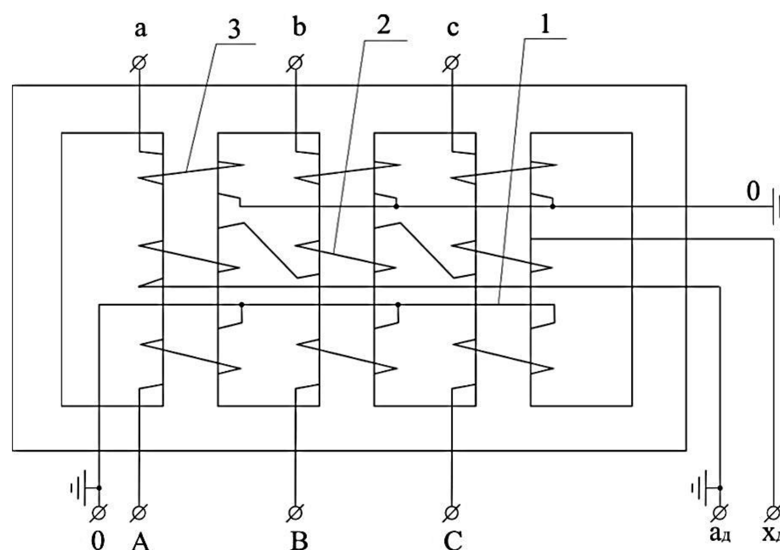


Рис. 5.18 Розташування обмоток на осерді трансформатора напруги НТМИ-10:
1 – первинна обмотка; 2 – додаткова обмотка; 3 – вторинна обмотка.

На відміну від трансформатора напруги типу НТМИ, **трансформатор типу НАМИ** (рис. 5.19) завдяки антирезонансним властивостям має підвищену надійність. Він витримує однофазні замикання на землю без обмеження тривалості, а дугові замикання – протягом 8 год. Схема з’єднання трансформатора еквівалентна схемі трифазного трансформатора напруги, тобто за винятком позначення вводу “0” зі сторони первинної обмотки, яке замінено на “х”.

Трансформатор являє собою з’єднані конструктивно в єдине ціле два трьохобмоточні трансформатори, первинна обмотка одного з яких призначена для увімкнення на лінійні напруги, а первинна обмотка другого трансформатора (заземленого) увімкнена на фазну напругу.

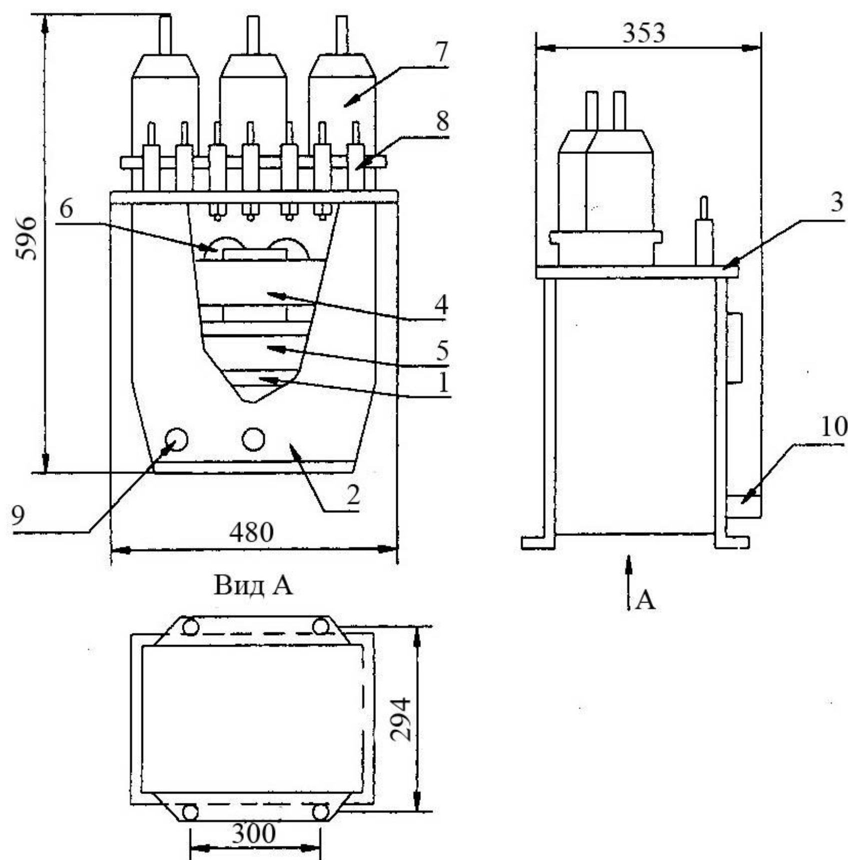


Рис. 5.19 Трансформатор напруги НАМИ-10

Магнітопровід трансформатора, увімкненого на лінійні напруги, двострижневий броньового типу, зібраний з пластин електротехнічної сталі. На стрижнях магнітопроводу розташовано шарові обмотки з ізоляцією. Первинні обмотки виконанні суцільними. Магнітопровід трансформатора, який заземлюється, також броньового типу, але зібраний з пластин конструкційної сталі. На стрижні магнітопроводу розташовано шарові обмотки з ізоляцією.

Магнітопроводи двох трансформаторів з’єднані конструктивно в єдину конструкцію та являють собою активну частину трансформатора, яка розміщена у зварному баку, залитому трансформаторним маслом.

Трансформатор складається з активної частини 1, бака 2, кришки 3, магнітопроводів 4, 5, обмоток 6, ізоляторів первинної обмотки 7, ізоляторів вторинної та додаткової обмоток 8, болта заземлення 9 та пробки зливу масла 10.

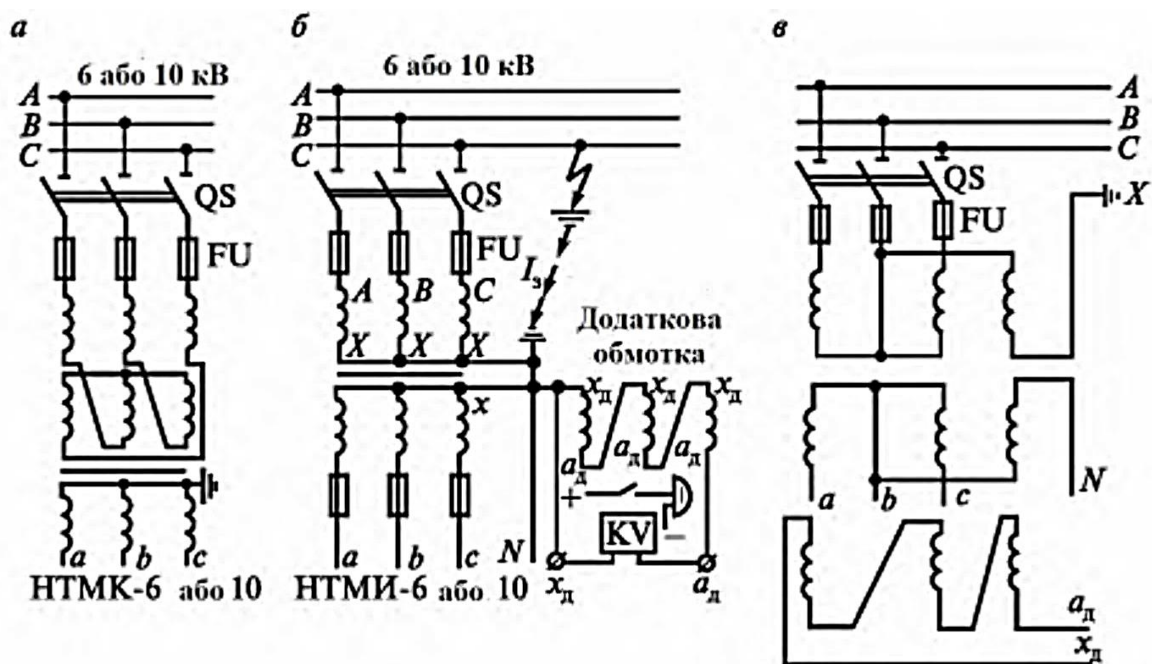
Трансформатори напруги з епоксидною ізоляцією (“сухі”) виготовляються на рівні ізоляції від 3,6 кВ до 40,5 кВ і можуть бути застосовані у високовольтних розподільчих пристроях підстанцій чи в КРУ. Трансформатори виготовляються

опорними, з ізольованим одним полюсом чи з двома ізольованими полюсами. Основою всіх варіантів трансформаторів є епоксидний корпус, первинна обмотка, вторинна обмотка та магнітопровід. Конструкція дозволяє монтувати трансформатор в розподільчих пристроях у будь-якому положенні. В залежності від максимальної робочої напруги трансформатори напруги випускаються різних серій. Наприклад: трансформатори серії TJC – опорні трансформатори, максимальна робоча напруга за європейськими стандартами від 3,6 кВ до 25 кВ, мають 1-3 вторинні обмотки (за звичай одну вторинну та одну додаткову).

Для зовнішньої установки використовують трансформатори серії TJO – опорні трансформатори напруги з максимальною робочою напругою від 25 кВ до 40,5 кВ за європейськими стандартами, мають одну вторинну та одну додаткову обмотки. “Сухі” трансформатори напруги витримують без ушкоджень 190% $U_н$ протягом 8 годин. Маркування “сухих” трансформаторів напруги, зазвичай, аналогічне масляним трансформаторам напруги. Додаткова обмотка при цьому має маркування do1 та do2.

Трансформатори типу НТМК (напруги, трифазний, масляний, компенсований) мають тристрижневий сердечник. На кожному стрижні розміщені обмотки ВН і НН однієї фази (рис. 5.20, а). Основні витки кожної фази обмотки ВН з'єднані з невеликим числом витків іншої фази, чим досягається поворот вектора первинної напруги на кут, що відповідає кутовій похибці. Трансформатори типу НТМК можуть бути використані тільки для вимірювання лінійної напруги електроустановки.

На рис. 5.20 б наведена схема підключення трансформатора типу НТМИ (напруги, трифазний, масляний, для контролю ізоляції) до шин електроустановки та приладів до нього. Трансформатор виконується з п'ятистрижневим сердечником, крайні стрижні якого забезпечують замикання в них магнітних потоків нульової послідовності, що відповідають напругам та струмам нульової послідовності при замиканнях на землю.



5.20 Схеми з'єднання обмоток трифазних трансформаторів напруги:
а - НТМК; б - НТМІ; в - НАМИ

Первинні та основні вторинні обмотки трансформаторів типу НТМИ з'єднують у зірку із заземленою нейтраллю, що дозволяє включати вимірювальні прилади та реле на лінійні та фазні напруги.

Додаткові вторинні обмотки з'єднують у розімкнений трикутник. У нормальному режимі роботи сума напруги трьох фаз трикутника дорівнює нулю і напруга на розімкнених виводах трикутника відсутня.

При замиканні на землю однієї з фаз мережі шунтується обмотка ВН цієї фази трансформатора, струм в ній відсутій, не наводиться напруга і в обмотці цієї фази розімкнутого трикутника. Сумарна напруга двох інших непошкоджених фаз з'являється на реле контролю ізоляції KV, яке своїми контактами замикає коло звукової сигналізації. Первинні обмотки трансформатора напруги виявляються під лінійною напругою, так як нейтраль трансформатора зв’язана з фазою, на якій стався пробій ізоляції. Вольтметри фаз А та В, включені на фазну напругу, покажуть лінійну напругу, а фази С – нуль.

За нульовим показанням вольтметра визначають фазу, в якій відбувся пробій ізоляції на землю.

5.2.3 Особливості режимів роботи трансформаторів напруги в електричних мережах з ізольованою нейтраллю

Електромережі з ізольованою нейтраллю (напругою 6-35 кВ) широко розповсюджені у світі (особливо в Україні та країнах СНД). Однією з найважливіших переваг таких мереж визнають можливість забезпечувати споживачів електроенергією навіть під час замикання однієї з фаз на землю, оскільки при цьому не порушується трикутник лінійних напруг, що надходять до споживача [4].

Одним із найвагоміших недоліків таких мереж вважають небезпеку ферорезонансних процесів (ФРП) між ємністю шин і приєднаного до них обладнання та нелінійною індуктивністю трансформаторів напруги, що призводить до пошкодження останніх протягом 3-5 хвилин. Як правило, через великі струми у первинних обмотках ТН (на порядок більших від максимально допустимих) вони дуже швидко перегорають, що перешкоджає нормальній роботі приладів обліку, систем захисту, сигналізації та регулювання підстанції.

Згідно із статистичними даними, упродовж року пошкоджується 5-12% встановлених у мережах ТН. Дані про пошкодження 148 одиниць ТН типів НТМИ - 6(10) та ЗНОМ-35 кВ в АК "Харківобленерго" у 2000-2002 роках, що становило 57,6% від усіх встановлених, — вражають.

Вихід з ладу ТН є чинником вкрай негативних явищ, тому науковці та фахівці-енергетики розробили ряд заходів, покликаних запобігати пошкодженням ТН, підвищуючи тим самим надійність їхньої роботи.

Серед найперших рішень у цій сфері стало включення резистора (опором 25 Ом, потужністю 400-500 Вт) в обмотку розімкненого трикутника. При цьому вважалось, що вдасться запобігти так званому самочинному зміщенню нейтралі мережі, хоча реально цей резистор міг лише запобігати "розхитуванню" ферорезонансних процесів (ФРП) на частотах 50 Гц і вище. В принципі, ФРП на таких частотах не є небезпечними для обладнання підстанції, в тому числі й для ТН, оскільки вони не супроводжуються ані перенапругами, ані надструмами.

Проте якщо їх не "придушити" (наприклад, увівши резистор в обмотку розімкненого трикутника трансформатора напруги), то вони можуть переходити у субгармонічні коливання з частотами 25,17,... Гц, які вже будуть супроводжуватися надструмами (набагато більшими за максимально допустимі для первинних обмоток ТН), що й призводитиме до швидкого перегорання обмоток.

Для захисту працюючих трансформаторів напруги від пошкоджень, зумовлених ферорезонансними процесами, запропоновано ще ряд заходів, зокрема:

- введення резисторів у нейтраль ТН;
- введення додаткових резисторів у первинні обмотки ТН;

- ввімкнення на шини, до яких під’єднанні ТН, трансформаторів для власних потреб із заземленою нейтраллю тощо.

Але деякі спеціалісти пішли іншим шляхом, запропонувавши виготовляти й застосовувати так звані антирезонансні трансформатори напруги — типів НАМИ-35, НАМИ-10, НАМИТ-10-2. Конструктивно ці трансформатори виконані наступним чином. У нейтраль трифазного ТН у НАМИ-35 додатково введено ще один однофазний трансформатор, що дає змогу суттєво збільшити опір трансформатора за нульовою послідовністю.

Дві обмотки у НАМИ-10 від'єднано від землі та під'єднано на лінійні напруги, а третя, потужніша обмотка (фаза В), виготовлена з міді та сталі, залишилась під'єднаною до землі, що дає змогу виявляти появу "землі" у мережі.

Нейтраль трифазного трансформатора у ТН типу НАМИТ-10 заземлена через додатковий однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого закорочена. Цей однофазний трансформатор працює ніби в режимі трансформатора струму. Тобто в нормальному режимі вторинна обмотка його закорочена, і в нейтраль основного трансформатора послідовно вводиться опір (активний) 6 кОм. Якщо виникає ферорезонанс, то вторинна обмотка розкорочується, і в нейтраль вводиться опір порядку 300 кОм, що й припиняє ФРП, а отже й запобігає пошкодженню ТН. Таким чином, розробники таких трансформаторів переконують науковців та експлуатаційників у цілковитій антирезонансності зазначених ТН.

Насправді ж це не так. Адже якщо є індуктивність на землю (тим паче нелінійна), то уникнути ферорезонансних процесів не вдасться, оскільки ємність шин і приєднаного до них обладнання існує завжди, і ферорезонанс виникатиме завжди, хіба що за інших вихідних параметрів. І дійсно, численні публікації стверджують, що ФРП відбуваються, ТН пошкоджуються. Більше того — це підтверджено і досвідом промислової експлуатації, про що свідчать статистичні дані обленерго.

Інша справа, що, з одного боку, такі антирезонансні ТН дійсно пошкоджуються рідше, а з іншого — цих трансформаторів поки що не так вже й багато в електромережах, і тому їх пошкодження не набули таких масштабів, як пошкодження ТН типів НТМИ чи ЗНОМ. Справжнім антирезонансним (і навіть нерезонуючим) можна назвати ТН типу НТМИ, де дві обмотки від'єднані від землі та під’єднанні на лінійні напруги (аналогічно НАМИ-10), а роль фази В виконує трифазний резисторний подільник. Для захисту резисторного подільника в НТМ(і) використовуються стабілітрони та введено ще одну трифазну групу резисторів для створення штучного нуля.

Деякі автори рекомендують більш радикальні заходи для усунення (недопущення) ферорезонансних процесів в ЕМ з електромагнітними трансформаторами напруги, наприклад використання резисторів для заземлення нейтралі мережі. Причому пропонується два варіанти резисторів — високоомні (декілька кОм) та низькоомні (100-400 Ом). Високоомний резистор повинен бути змінним та мати опір, що дорівнює ємнісному опору мережі на землю. Оскільки схема мережі постійно змінюється, — змінюватиметься і її ємнісний опір, а отже доведеться змінювати й активний опір заземлення. Запровадити таке рішення сьогодні навряд чи реально, — ці опори повинні бути чималої потужності (сотні кВт) та витримувати тривале протікання значного струму по них, що також неможливо. Застосування ж різноманітних схем (блоків) регулювання значно ускладнить пристрій та суттєво погіршить економічні показники мереж.

Що стосується низькоомного заземлення нейтралі, то в разі появи "землі" у мережі необхідно якнайшвидше від'єднати її від живлення, що не завжди можливо й допустимо.

Отже, навряд чи зазначене рішення можна вважати економічно доцільним порівняно з іншими засобами захисту ТН від пошкоджень.

Тому після ґрунтовних досліджень ферорезонансних процесів в електромережах 6-35 кВ з різними типами електромагнітних трансформаторів напруги, були з'ясовані причини їх пошкоджуваності та розроблені варіанти їх захисту. Суть рішення полягає у наступному. До обмотки розімкненого трикутника ТН типів ЗНОМ, НТМИ поєднується пристрій захисту, який виявляє наявність субгармонічних коливань у мережі та вмикає короткочасно (до 1 с) до її виводів резистор величиною близько 5 Ом, завдяки чому припиняється ФРП і відновлюється нормальна робота ТН. Нагадаємо, що мова йде про "класичний" ферорезонансний процес, а не про перехідні процеси, що спричиняються періодично перекидною дугою. Тобто ФРП виникає у мережі з електромагнітними трансформаторами напруги після появи й обриву "землі" в мережі за певних співвідношень параметрів трансформатора та мережі. Виникнення періодичного або затухаючого ФРП залежить від багатьох факторів, як-от: моменту обриву струму, погодних умов, величини напруги на шинах, до яких під'єднано ТН, кількості трансформаторів напруги в електричне пов'язаній мережі, величини ємнісного струму на землю тощо. За сприятливих для виникнення ФРП обставин у мережі розвиваються субгармонічні коливання з частотами 50/2, 50/3,... Гц, які й становлять основну небезпеку для первинних обмоток ТН з огляду на термічну стійкість, оскільки при цьому струми в них можуть сягати 1-2 А ампл., що й призведе до їх перегорання за декілька хвилин.

Стосовно перекидних дуг у мережах з ізольованою нейтраллю, які виникають внаслідок якихось зовнішніх факторів, то можна стверджувати, що самі ТН типів НТМИ та ЗНОМ сприяють гашенню цих дуг, особливо за наявності резистора 25 Ом в обмотках розімкненого трикутника. Гашенню дуг сприяє також пристрій захисту від ФРП з резистором 5 Ом. Однак повністю убезпечити ТН від пошкоджень дугами неможливо.

Отже, найдоцільнішим та економічно виправданим засобом підвищення надійності роботи ТН типів НТМИ та ЗНОМ (як найбільш розповсюджених в електромережах України) буде ефективний і недорогий пристрій захисту ТН від пошкоджень внаслідок ФРП. Необхідно якнайшвидше налагодити виробництво нерезонуючих трансформаторів напруги, які вже розроблені. В електромережах України з успіхом працюють понад 50 таких трансформаторів (на напруги 6-10-35 кВ). Перші зразки подібних НТН пропрацювали вже понад 10 років, і зауважень з боку експлуатаційних організацій досі не було.

5.2.4 Позначення трансформаторів напруги

Маркування трансформаторів напруги складається з літер та цифр:

Літери означають:

Н – трансформатор напруги;
О – однофазний;
Т – трифазний;
З – заземлений (заземлюється кінець первинної обмотки);
К – каскадний;
И (І) – трьохоботочний з обмоткою для контролю ізоляції мережі;
М – масляний (з природним циркуванням повітря та масла);
А – антирезонансний;
Ф – у фарфоровому корпусі.
TJ – з литою ізоляцією
С – сухий;
К – з компенсованою обмоткою для зменшення кутової похибки;
Л – литий;
Г – елегазовий.

Цифри означають:

Перша група цифр – номінальну напругу первинної обмотки в кВ;
Другагрупа цифр – рік початку випуску трансформатора напруги;
Третя група цифр - номінальну напругу первинної обмотки у В;
Четверта група цифр – номінальну напругу вторинної обмотки у В;
П'ята група цифр – номінальну напругу додаткової обмотки у В (при її відсутності у двохобмоточних трансформаторів напруги цифра, яка вказує на номінальну її напругу, не ставиться).

Римські цифри вказують на довжину шляху витоку.

Наприклад:

НКФ – 110 – 58 $-\frac{110000}{\sqrt{3}}\Big/\frac{100}{\sqrt{3}}\Big/100$ – трансформатор напруги, каскадний, у фарфоровому корпусі, номінальна напруга первинної обмотки – 110 кВ, рік початку випуску ТН – 1958 р, $\frac{110000}{\sqrt{3}}$- номінальна напруга первинної обмотки у В, $\frac{100}{\sqrt{3}}$- номінальна напруга вторинної обмотки, В, 100-номінальна напруга додаткової обмотки у В.

НОМ – 10 – 66 – 10000/100 – трансформатор напруги, однофазний, масляний, номінальна напруга первинної обмотки 10 кВ, рік початку випуску 1966 р, номінальна напруга первинної обмотки 10000 В, номінальна напруга вторинної обмотки 100 В.

Позначення трансформаторів напруги на схемах показано на рис. 5.21, 5.22 та 5.23

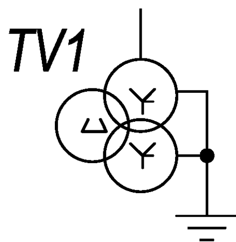


Рис. 5.21 Однофазні трьохобмоткові трансформатори напруги, які вмикаються у три фази

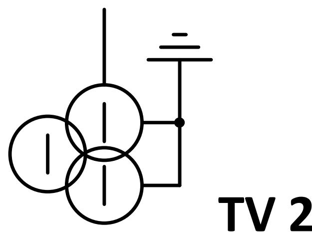


Рис. 5.22 Однофазний трьохобмотковий трансформатор напруги, який вмикається у одну фазу

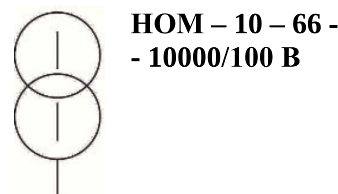


Рис. 5.23 Однофазний двохобмотковий трансформатор напруги, який вмикається у одну фазу

На схемах трифазні трьохобмоткові трансформатори напруги та однофазні трьохобмоткові трансформатори напруги, які вмикаються у три фази, позначаються у вигляді концентричних кіл діаметром 10 – 12 мм., в середину яких наносяться схеми з'єднання обмоток (рис. 5.21). Однофазні двохобмоточні трансформатори напруги та однофазні трьохобмоточні трансформатори напруги, які приєднуються на одну фазу, позначаються у вигляді концентричних кіл діаметром 10 – 12 мм., в середину яких наносяться прямі відрізки (рис. 5.22). Праворуч або ліворуч від графічного позначення трансформатора (де є місце) вказується його тип. Якщо зображувати трансформатор струму згідно вимог МЕК то замість типу трансформатора ставиться великі літери TV з відповідним номером (арабською цифрою).

5.2.5 Вибір та перевірка трансформаторів напруги

Тип трансформатора, що вибирається, визначається призначенням його в електроустановці [11]. Вибирають трансформатори за величиною робочої напруги розподільної установки відповідно до умови:

$$U_{н} \geq U_{р},\tag{5.16}$$

де $U_{н}$ – номінальна первинна напруга трансформатора напруги, кВ;

$U_{р}$ – робоча напруга розподільної установки, до шин якої приєднується трансформатор напруги, кВ.

Вибраний трансформатор напруги перевіряють на відповідність класу точності відповідно до умови:

$$S_{2НОМ} \geq S_{2РОЗР},\tag{5.17}$$

де $S_{2НОМ}$ - номінальна потужність вторинної обмотки трансформатора у відповідному класі точності, ВА;

$S_{2РОЗР}$ - потужність, що споживається вимірювальними приладами та реле, які приєднуються до трансформатору, ВА.

При з'єднанні двох однофазних трансформаторів у неповний (відкритий) трикутник

$$S_{2НОМ} = 2 \cdot S'_{2НОМ},\tag{5.18}$$

а трьох – у трифазну зірку

$$S_{2НОМ} = 3 \cdot S'_{2НОМ},\tag{5.19}$$

де $S'_{2НОМ}$ - номінальна потужність одного однофазного трансформатора.

$$S_{2РОЗР} = \sqrt{(\sum P_{ПРИЛ})^2 + (\sum Q_{ПРИЛ})^2},\tag{5.20}$$

де $P_{ПРИЛ}$ - сума активних потужностей приладів та реле, Вт;

$Q_{ПРИЛ}$ - сума реактивних потужностей приладів та реле, ВАр.

Активна та реактивна потужності приладів та реле визначаються за відомою повною потужністю $S_{ПРИЛ}$ та коефіцієнту потужності приладу $\cos\varphi$ (надається у довіднику для кожного приладу та обмотки, якщо у приладі їх декілька).

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Який принцип дії трансформаторів струму?
2. Який принцип дії трансформаторів напруги?
3. Як здійснюється контроль стану ізоляції в мережах напругою 6, 10, 35 кВ?
4. Як здійснюється вибір вимірювальних трансформаторів?
5. Для чого призначені трансформатори струму?
6. Для чого призначені трансформатори напруги?
7. В якому режимі працюють трансформатори струму?
8. В якому режимі працюють трансформатори напруги?
9. Що необхідно зробити при знятті приладів та реле приєднаних до трансфокаторів струму?
10. Що необхідно зробити при знятті приладів та реле приєднаних до трансфокаторів напруги?
11. Для чого заземлюється вторинна обмотка трансформатору струму?
12. Як позначаються затискачі вторинних обмоток трансформаторів струму?

13. Як позначаються затискачі первинної обмотки трансформаторів струму, якщо їх дві?

14. Скільки первинних обмоток можуть мати трансформатори струму?

15. Скільки вторинних обмоток можуть мати трансформатори струму?

16. До обмотки якого класу точності трансформатора струму приєднуються лічильники грошового розрахунку?

17. До обмотки якого класу точності трансформатора струму приєднується амперметр?

18. До обмотки якого класу точності трансформатора струму приєднується релейний захист?

19. До трансформатора напруги якого класу точності приєднуються лічильники грошового розрахунку?

20. До трансформатора напруги якого класу точності приєднується вольтметр?

21 Як маркуються затискачі первинної обмотки триобмоточного трансформатора напруги?

22. Як маркуються затискачі вторинної обмотки трансформатора напруги?

23. Як маркуються затискачі додаткової обмотки трансформатора напруги?

24. Що приєднується до додаткової обмотки трансформатору напруги напругою 6, 10 та 35кВ?

25. Для чого заземлюється вторинна обмотка трансформатору напруги?

26. Чому дорівнює номінальна вторинна напруга, якщо первинна обмотка трансформатора напруги увімкнена між фазами?

27. Чому дорівнює номінальна вторинна напруга, якщо первинна обмотка трансформатора напруги увімкнена між фазою та землею?

28. Чому дорівнює коефіцієнт трансформації трансформаторів струму?

29. Чому дорівнює коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги?

30. Як з’єднується додаткова обмотка трансформатора напруги?

31. Як визначити ушкодження фази по показанням вольтметра з перемикачем?

32. Чому дорівнює номінальний вторинний струм трансформатора струму?

33. В чому основна відмінність трансформаторів струму від силових трансформаторів?

34. Скільки первинних обмоток можуть мати трансформатори напруги?

35. Скільки вторинних обмоток можуть мати трансформатори напруги?

РОЗДІЛ 6. СТРУМОВІДНІ ЧАСТИНИ ТА ІЗОЛЯТОРИ

6.1. СТРУМОВІДНІ ЧАСТИНИ

Основне електричне обладнання електростанцій, підстанцій (генератори, трансформатори) та апарати цих систем (вимикачі, роз'єднувачі тощо) з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмовідні частини електричної установки.

Струмовідна частина — провідник або провідна частина, що перебуває в процесі її нормальної роботи під напругою, включаючи нейтральний провідник.

Провідна частина – будь-яка частина, яка має властивість проводити електричний струм, а **провідник** – провідна частина, призначена для проведення електричного струму певного значення.

До струмовідних частин відносять неізольовані та ізольовані провідники, які призначені для з'єднання джерел з приймачами енергії через різноманітні перемикаючі апарати.

Збірні шини – це система провідників відповідної напруги, до якої приєднуються джерела та приймачі електричної енергії однієї напруги через відповідні комутаційні апарати.

Ошиновка – це відгалуження від збірних шин до електричних апаратів, які виконуються за допомогою систем провідників відповідної напруги.

У закритих розподільних установках (ЗРУ) напругою 6-10 кВ ошиновка та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через високу їх вартість не використовуються, навіть при великих струмових навантаженнях. Переріз жорстких шин буває прямокутним, двохполосним, триполосним, коробчастим, трубчастим (рис.6.1).

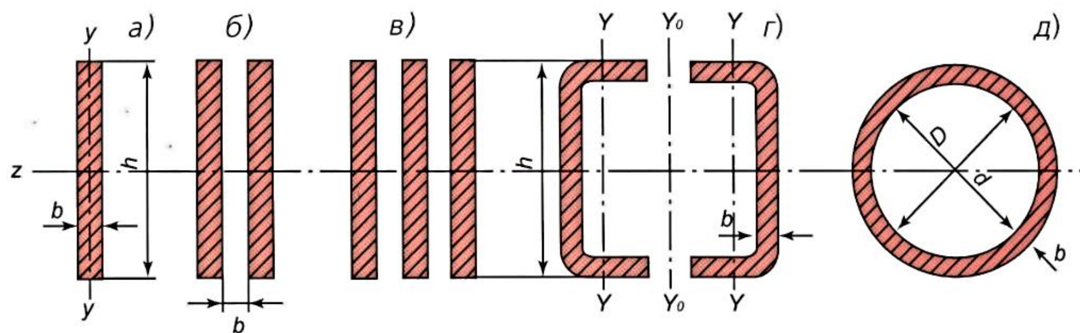


Рис. 6.1 Переріз жорстких шин:
а-прямокутних; б-двохполосних; в-триполосних; г-коробчастих; д-трубчастих; h-висота; b-товщина; D-зовнішній діаметр; d-внутрішній діаметр

Прямокутні шини виготовляють у вигляді смуги розміром від 15×3 до 120×10 мм. Круглі шини суцільного чи трубчатого перерізу мають діаметри від 6 до 100 мм. При великому струмі застосовується двохполосні та триполосні шини або шини коробчастого перерізу. Збірні шини та відгалуження від них до електричних апаратів (ошиновка) 6-10 кВ з провідників прямокутного перерізу чи коробчастого профілю кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах (рис.6.2).

Шини на ізоляторах кріпляться за допомогою шиноутримувачів, які дозволяють повздовжнє пересування шин при їх нагріві. Кінець шин на ізоляторах має ковзне кріплення через повздовжні овальні отвори та шпильку з пружинистою шайбою. Жорсткі

шини кріплять плиском чи на ребро, та встановлюють у вертикальній, горизонтальній та нахиленій площині.

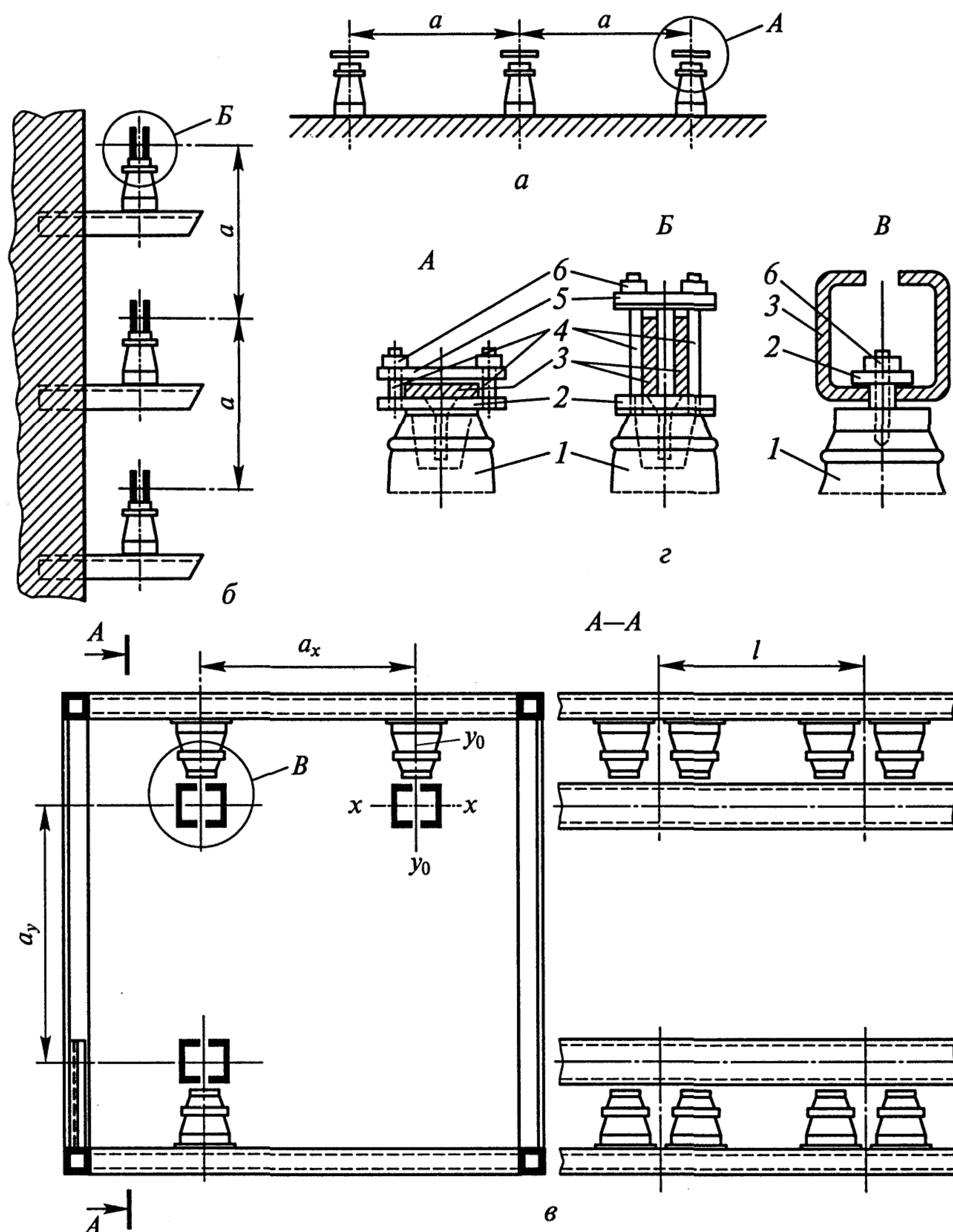


Рис. 6.2 Ескізи розташування шин:
а – горизонтальне; б – вертикальне; в – по вершинах трикутника;
г – кріплення шин у вузлах А,Б,В:
1 – опорний ізолятор; 2 – сталевана планка; 3 – шина;
4 – сталева розпірна трубка; 5 – алюмінієва планка; 6 – шпилька.

Фарбування шин емалевою фарбою дещо підвищує тепловіддачу в навколишнє середовище. Для полегшення орієнтування персоналу в електроустановках застосовують кольорове позначення шин: на постійному струмі «+» фарбують червоним, «-» фарбують синім; на трифазному змінному струмі фаза А – жовтий, фаза В – зелений, фаза С – червоний, нульова робоча N – блакитний, нульова захисна N – повздовжні смуги жовтого і зеленого кольорів.

З’єднання шин по довжині зазвичай здійснюється зварюванням (рис.6.3). Але має місце і болтові з’єднання прямокутних шин (рис.6.4). Приєднання алюмінієвих шин до мідних (латунних) затискачів апаратів здійснюється за допомогою перехідних затискачів, які запобігають появі електролітичної пари мідь-алюміній.

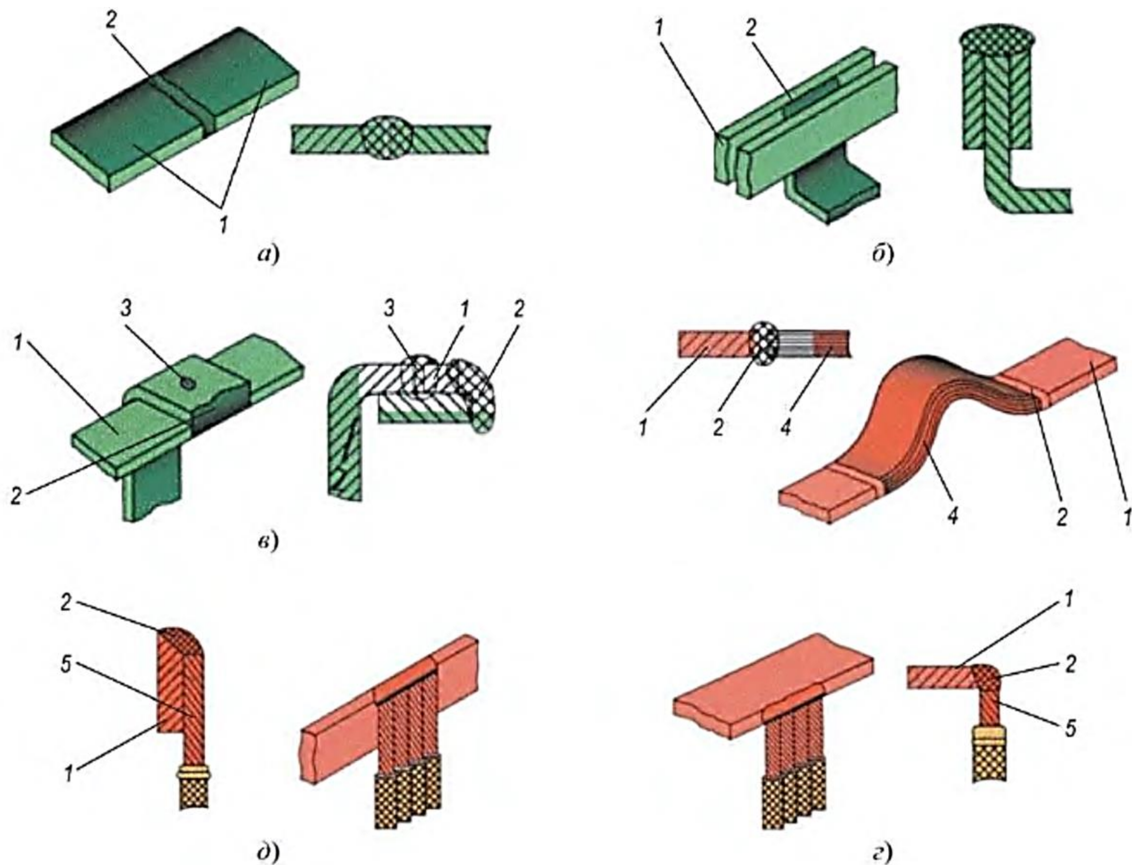


Рис.6.3 Зварні з’єднання прямокутних шин та проводів до шин:
а - з’єднання шин встик;, б – приврюання відгалужень до шин, які розташовані на ребро; в – приварюання відгалужень внахлест до шини; г - приврюання компенсатора до шини; д - приврюання прводів до шин:
1 – шина; 2 – шов; 3 – електрозаклепка; 4 – пакет гнучких стрічок; 5 – провід.

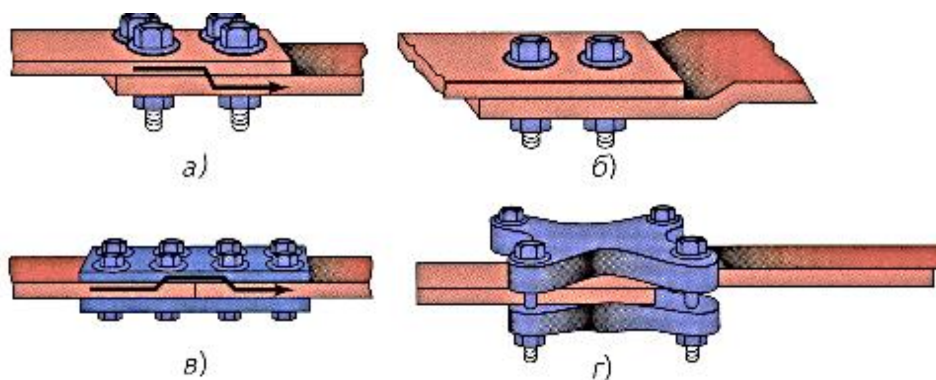


Рис.6.4 Болтові з’єднання прямокутних шин:
а – внапуск; б – внапуск ”качкою”; в – встик за допомогою накладок;
г - внапуск за допомогою затискачів

Категорична заборона на пряме з’єднання мідних та алюмінієвих елементів обумовлена електрохімічної сумісністю металів. Алюміній – дуже активний метал, а його стійкість в атмосфері обумовлена наявністю оксидної плівки на поверхні.

Серед властивостей оксиду алюмінію особливо шкідливим для електричних кіл є його високий опір, який погіршує струмопровідність кола. Опір оксиду міді значно нижчий та мало позначається на струмопровідності.

Тому в місці з’єднання мідного елементу з алюмінієвим по суті має місце контакт оксидних плівок з різними електрохімічними властивостями, що ускладнює проходження струму.

У присутності конденсату ситуація ще більш ускладнюється. Замість мирного контакту ми отримуємо мініатюрну электроерозійну установку, яка гріється, іскрить та виробляє раковини. Наявність подібного з’єднання вже можна вважати порушенням пожежної безпеки.

Тому мідні та алюмінієві елементи з’єднують тільки за допомогою спеціальних перехідників – гвинтових, самозажимных або пружинних затискачів.

Вище була розглянута жорстка ошинковка, яка використовується в розподільних установках напругою 6 ÷ 10 кВ змінного струму та напругою 3,3 кВ постійного струму. Але у розподільних установках напругою 35 кВ та вище відкритого типу застосування жорсткої ошиновки викликає певні труднощі. Тому в таких РУ використовують гнучку ошиновку.

Для гнучкої ошиновки застосовують мідні однодротяні провода марки М, алюмінієві багатодротяні провода марки А та сталеалюмінієві багатодротяні провода марки АС. (рис. 6.5).

Сталеалюмінієві провода марки АС складаються з сталевої серцевини та алюмінієвих зовнішніх повивів (рис. 6.5). Вони мають велику механічну міцність та достатню питому електричну провідність. Діаметр цих проводів більший, ніж мідних при тій же питомій електричній провідності, тому при сталеалюмінієвих првводах зменшуються втрати на коронування.

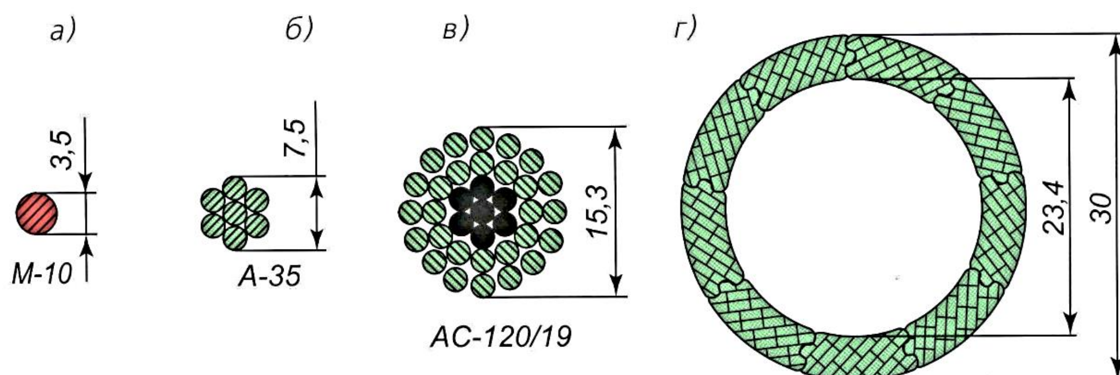


Рис. 6.5 Гнучка ошиновка:
а-мідний однодротяний провід; б-алюмінієвий багатодротяний провід; в-сталеалюмінієвий багатодротяний провід; г- провід порожній у середені

З’єднання шин здійснюється скруткою, бандажуванням, оприсуванням та болтовим з’єднанням (рис. 6.6).

Маркування жорстких шин складається з літер та цифр. Літери означають матеріал шини та застосовану її обробку.

Наприклад: шина з алюмінієвого сплаву, загартована та з природним старінням марка А31Т.

Цифри вказують на висоту та товщину шини в мм (h-висота, b-товщина).

Маркування гнучких шин складається з літер та цифр. Літери вказують на матеріал шини, а цифри – переріз шини в мм^2. Цифри можуть позначатись у вигляді дробу, де чисельник означає переріз шини в мм^2, а знаменник - переріз сталевого осердя (тільки для сталеалюмінієвих шин).

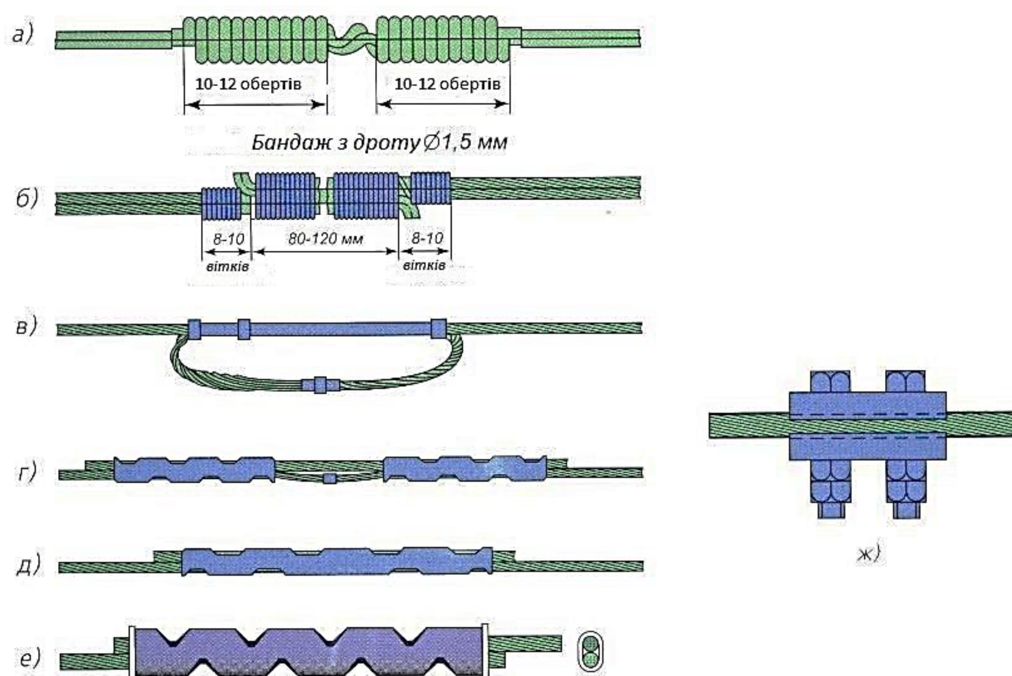


Рис. 6.6 З’єднання гнучкої ошиновки:
а-скруткою; б-бандажуванням; в-оприсуванням у гільзі та зварюванням у петлі; г-зварюванням встик та оприсуванням провода в двох з’єднувальних гільзах; д-оприсуванням провода разом з шунтом; е-оприсуванням внахлест в гільзі; ж-болтовим зтискачем.

Електричні кабелі - це гнучкі ізольовані провідники, забезпечені захисними оболонками, які захищають ізоляцію від зовнішніх механічних і інших впливів.

Силові кабелі використовують для передачі електричної енергії там, де застосування для цієї цілі неізольованих струмовідних частин неможливе або недоцільно.

Основними елементами силового кабелю є струмоведуча жила, ізоляція, що накладається на жилу; оболонка, що герметизує, що накладається на ізоляцію; броня. Металева оболонка, виконана в основному зі свинцю або алюмінію, захищає ізоляцію від вологи й почасти від механічних пошкоджень. Захисні покриви включають броню зі сталевих дротів або стрічок та шари кабельної пряжі із джутових волокон, просочених бітумними сполуками з додаванням антисептиків. Броня забезпечує головний захист оболонки кабелю і його ізоляції від зовнішніх механічних впливів, а джутові покриви - захист оболонки від корозії.

Струмовідні жили можуть бути **основними** та **нульовими**.

Основні жили призначені для передачі по них електричної енергії.

Нульові жили призначені для проходження різниці струмів фаз (полюсів) при несиметричному навантаженні.

Жили захисного заземлення є допоміжними жилами кабелю. Вони призначені для з’єднання металевих частин електроустановки, які не знаходяться під робочою напругою та до якої приєднується кабель, з контуром захисного заземлення. Ізоляція призначена

для забезпечення необхідної електричної міцності струмовідних жил кабелю відносно одна до одної та заземленої оболонки (землі). Екрани призначені для захисту зовнішніх кіл від впливу електромагнітних полів, які створюють струми кабелю, для забезпечення симетрії електричного поля навколо жил кабелю та для роботи захисту від струмів К.З. при пошкодженні ізоляції. Заповнювачі використовують для усунення вільних проміжків між конструктивними елементами кабелю з метою герметизації, надання необхідної форми та механічної стійкості його конструкції. Оболонки захищають внутрішні елементи кабелю від зволоження та інших зовнішніх впливів. Захисні покриви призначені для захисту оболонки кабелю від зовнішніх впливів. В залежності від конструкції кабелю у захисні покриви входять: подушка, бронепокрив та зовнішній покрив.

Силові кабелі виготовляють одно-, три- та чотирижильними на стандартні напруги від 1 до 35 кВ, з перерізами, які відповідають стандартним перерізам проводів 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 625 та 800 мм^2. Четверта жила чотирижильного кабеля, яка є нульовим проводом, має переріз в два рази менший, ніж кожна з фазових жил. Струмопровідні жили кабелів виготовляють із міді або алюмінію, вони можуть бути однодротовими або скрученими з декількох дротів. Форма перерізу жил може бути кругла, секторна або сегментна. Максимальний переріз однодротової алюмінієвої жили становить 240 мм^2, мідної — 50 мм^2, а багатодротової жили—625 мм^2.

На рис.6.7 показаний переріз можливих силових кабелів.

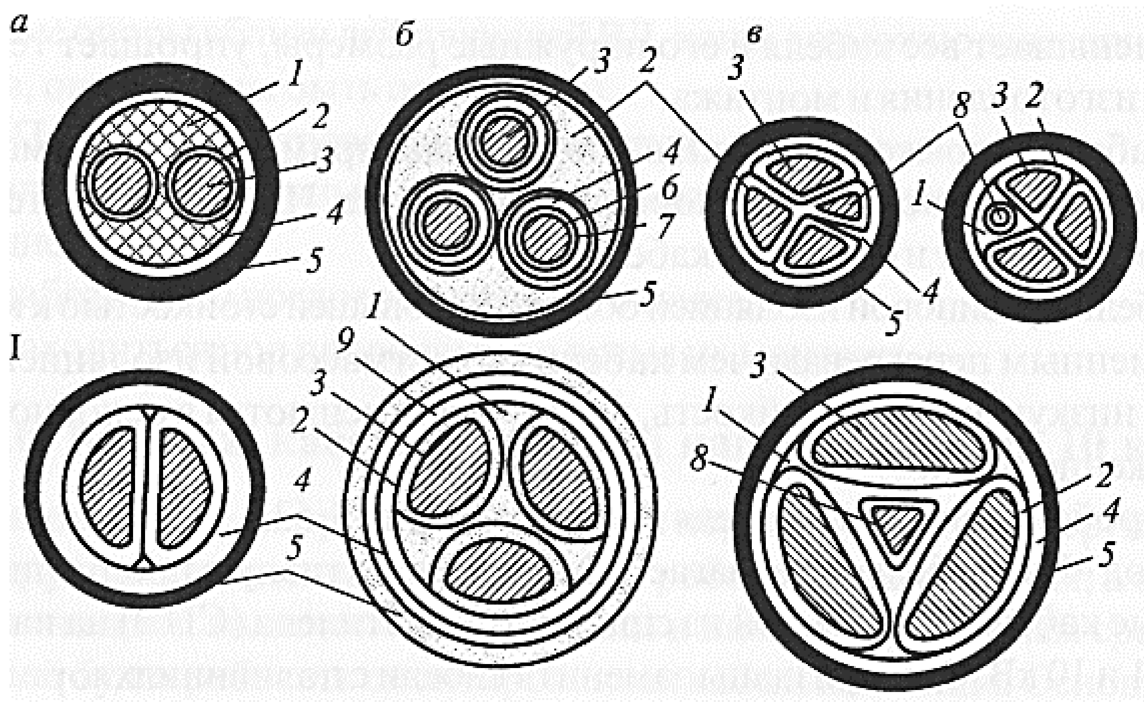


Рис.6.7 Переріз силових кабелів:

а – двожильні кабелі з круглими та сегментними жилами; б – трьохжильні кабелі з пасковою ізоляцією та окремими оболонками; в – чотирьохжильні кабелі з нульовою круглою жилою, секторною формою та у вигляді трикутника;

1 – заповнювач; 2 – ізоляційні жили; 3 – струмовідна жила; 4 – оболонка; 5 – зовнішній захисний покрив; 6 – екран на струмовідній жилі; 7 – бронепокрив; 8 – нульова жила; 9 – паскова ізоляція.

На рис. 6.8 показано трьохжильний кабель марки ААБл. Він має алюмінієві струмопровідні секторні жили 1. Кожна жила ізольована просоченим в'язким розчином спеціальним папером 2 із сульфатної невибіленої целюлози. Така ізоляція називається

фазною і додатково використовується для маркування жил: цифровий (1, 2, 3) або колірний (білий/жовтий, синій/зелений, червоний/малиновий). Вільний простір між жилами та поясною ізоляцією 4 заповнюється джутовим наповнювачем 3 з прядива. Поверх поясної ізоляції накладається паперовий електропровідний екран 5 та внутрішній алюмінієвий захисний покрив 6. На алюмінієвий захисний покров накладається подушка 7 для амортизації механічних дій, у т.ч. розчавлювальних. Містить лавсанову стрічку, що оберігає кабель від корозійної активності. Зовнішнє бронювання 8 з двох сталевих стрічок, накладених без зазорів, покритих шаром щільної полімерної композиції.

На алюмінієву броню накладається подушка 7 для амортизації механічних дій, у т.ч. розчавлювальних. Містить лавсанову стрічку, що оберігає кабель марки ААБл від корозійної активності. Зовнішнє бронювання 8 складається з двох сталевих стрічок, накладених без зазорів, покритих шаром щільної полімерної композиції 9.

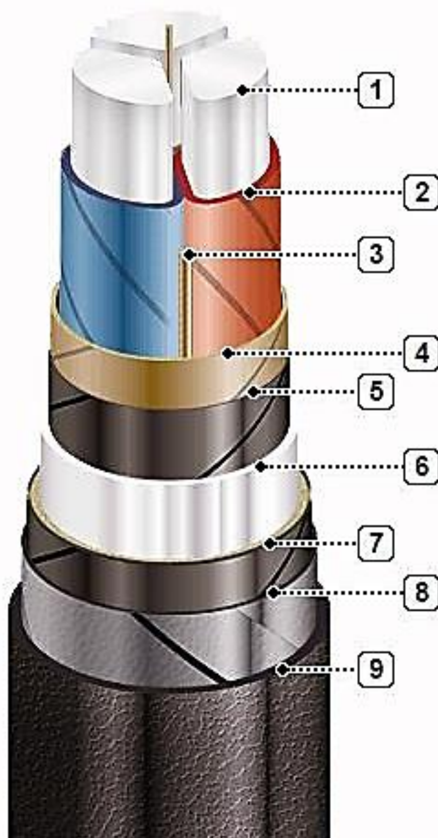


Рис. 6.8 Силовий трьохжильний кабель марки ААБл:

1. Алюмінієва струмопровідна жила
2. Паперова просочена ізоляція
3. Джгут із кабельного паперу
4. Поясна ізоляція
5. Екран з електропровідного паперу
6. Алюмінієва оболонка
7. Подушка під броню з шаром пластмасових стрічок
8. Броня з двох сталевих стрічок
9. Зовнішній покрив

Маркування силових кабелів

Маркування силових кабелів відповідно до їх конструкції літерно – цифрова.

Літери у марці кабелю вказують на наступне:

А – алюмінієва жила (перша літера);

А – алюмінієва оболонка (друга літера);

Б – броне-покрив з плоских стрічок;

б – відсутність подушки в захисному покриві;

В – ПВХ оболонка (перша літера) чи ізоляція жил (друга літера) при розташуванні на початку чи всередині позначення марки, **В** через дефіс в кінці позначення – збідніло-просочувана ізоляція;

в – всередині позначення – ізоляція з вулканізованого поліетилену, в кінці позначення – подушка захисного покриву з полівінілхлоридним шлангом;

Г – відсутність зовнішнього покриву зверху броні чи металевої оболонки;

К – броне-покрив з сталевих круглих дротів;

л – посилена подушка у захисному покриві;

2л – особливо посилена подушка у захисному покриві;
Н – гумова маслостійка оболонка, яка не поширює горіння;
н – зовнішній покрив у захисного покриву, який не горить;
О – окрема оболонка кожної жили;
П – на початку чи в середині позначення – поліетиленова оболонка чи ізоляція жил, в кінці позначення – броне-покрив зі сталевих плоских дротів;
п – подушка з поліетиленовим шлангом у захисному покриві;
Р – гумова ізоляція жил;
С – свинцева оболонка;
с – ізоляція з самозатухаючого поліетилену;
СТ – сталева гофрована оболонка;
У – в кінці позначення кабелю виготовленого після 1.IV.1985 р.;
Ц – паперова ізоляція на основі церезину;
Шв – зовнішній покрив з полівінхлоридної шланги;
Шп – зовнішній покров з поліетиленового шланга.

ПРИКЛАД:

ВВГ – мідний кабель в ПВХ ізоляції, в ПВХ оболонці.

АВБбШв – алюмінієвий кабель в ПВХ ізоляції з бронею з двох сталевих пластин з антикорозійним захисним покривом без подушки з захисним покровом у вигляді випрессованного шланга (оболонки) з полівінілхлориду.

КГ – мідний кабель гнучкий.

ВБбШв – мідний кабель в ПВХ ізоляції з бронею з двох сталевих пластин з антикорозійним захисним покривом без подушки з захисним покровом у вигляді випрессованного шланга (оболонки) з полівінілхлориду.

КГНВ – мідний кабель в ПВХ ізоляції, в ПВХ оболонці гнучкий.

РПШ – мідний кабель з ізоляцією з гуми, в поліетилентерефталатній плівці і в оболонці з гуми.

Цифри після літерного позначення вказують наступне: перша група – номінальну напругу; друга – кількість жил (фаз); третя – переріз жил; четверта – наявність нульової жили; п'ята – переріз нульової жили.

2×2,5 — два провідника перерізом 2,5 мм^2;

3×4 — три провідника перерізом 4 мм^2;

3×4 + 1×2,5 — три робочих жили перерізом 4 мм^2 та одна «нульова» жила — перерізом 2,5 мм^2.

АБГ-1-3×185+1×50 - алюмінієва жила, бронепокрив з плоских стрічок, відсутній зовнішній покров зверху броні, номінальна напруга 1 кВ, три фазні жили перерізом 185 мм^2, одна нульова жила перерізом 50 мм^2.

Контрольні кабелі виготовляють з кількістю жил від 4 до 37 (4; 5; 7; 10; 14; 19; 27 та 37) з перерізом кожної жили від 1 до 10 мм^2 відповідно до стандарту. Контрольні кабелі використовують для кіл управління, автоматики, сигналізації та захисту, тому їх виготовляють на напругу до 1 кВ (0,66 кВ).

Контрольні кабелі застосовують для передачі інформації в колах управління, вимірювання, контролю та обліку, захисту та сигналізації, автоматики та телемеханіки. Вони зв'язують між собою вимірювальні трансформатори та прилади вимірювання, керуючі пристрої та об'єкти управління, сигнальні прилади та об'єкти сигналізації. Тому контрольні кабелі ще називають кабелями зв'язку.

Контрольні кабелі з мідними та алюмінієвими жилами з ізоляцією з полівінілхлоридного (ПВХ) пластикату, поліетилену або гуми в оболонці з полівінілхлоридного (ПВХ) пластикату, гуми або свинцю призначені для виконання схем вторинної комутації, приєднання до електричних приладів, апаратів та затискачів

електричних розподільних установок з номінальною напругою до 660 В змінного струму, частотою до 100 Гц або постійною напругою до 1000 В.

Мідні та алюмінієві жили виготовляють однодротовим перерізом 0,75 – 10 мм^2. Струмопровідні жили перерізом 0,75 – 6 мм^2 з поліетиленовою ізоляцією мають товщину ізоляції 0,6 мм, а переріз 10 ± 0,8 мм^2; жили перерізом 0,75 – 6,0 мм^2 з ізоляцією з гуми та полівінілхлоридного пластикату мають товщину ізоляції 1,0 мм, а переріз 10 ± 1,2 мм^2. Ізольовані жили скручують у кабель та обмотують стрічками з поліетилентерефлатної або іншої різнокольорової плівки чи кабельного паперу. У кожному повиві кабелю розташовують дві суміжні жили, які відрізняються кольором або маркування. Зверху жил накладають оболонку з полівінілхлоридного пластикату або гуми товщиною 1,5 – 4,0 мм або свинцю товщиною 0,95 – 1,6 мм в залежності від діаметру кабелю. Контрольні кабелі різних конструкцій виготовляють з кількістю жил від 4 до 37, а кабелі перерізом 0,75 – 1,5 мм^2 в оболонці з полівінілхлоридного пластикату з кількістю жил до 52.

Кабелі в оболонці з гуми та з полівінілхлоридного пластикату експлуатують при температурі оточуючого середовища від – 40 до +50℃, а у свинцевій оболонці від – 50 до +50℃.

Кабелі з пластмасовою ізоляцією мають більш високі електричні характеристики, ніж кабелі з гумовою ізоляцією та більш технологічні у виготовленні. При необхідності захисту електричних кіл від впливу зовнішніх електричних полів випускають контрольні кабелі у загальному екрані з алюмінієвої стрічки товщиною 0,15 – 0,20 мм. Під екраном у повздовжньому напрямку прокладають мідний дріт діаметром 50,4 ± 0,6 мм.

Контрольні кабелі для електростанцій та промислових підприємств, які прокладаються у приміщеннях, при наявності небезпеки механічних ушкоджень виготовляють броньованими, але не застосовують подушки з просочуваних волокнистих матеріалів під броню, що виключає можливість витоку просочуваних матеріалів та знижує небезпеку спалаху кабелів. Кабелі в оболонці з полівінілхлоридного пластикату не поширюють горіння.

Для підвищення корозійної стійкості бронестрічок та бронедротів їх накладають безпосередньо на оболонку з полівінілхлоридного пластикату та зверху броні накладають захисний покрив з полівінілхлоридного пластикату.

Маркування контрольних кабелів

Маркування контрольних кабелів відповідно до їх конструкції літерно – цифрова.

Літери у марці кабелю вказують на наступне:

А – алюмінієва жила;

К – контрольний кабель, для кабелів з мідними жилами літера **К** на першому місці;

Р, **В**, **П**, **Пс** – відповідно ізоляції гумова, з ПВХ пластикату, поліетиленова;

С, **В**, **Н** – відповідно оболонка свинцева, з ПВХ пластику, з негорючої гуми;

Б, **К** – броня з двох сталевих стрічок чи круглих сталевих оцинкованих дротів;

Г – відсутність зовнішнього покриву;

Э (Е) – екрановані кабелі;

П – через дефіс в кінці марки – кабель плоскої конструкції;

нг – зі зниженою пожежонебезпечністю;

LS – LowSmoke (зі зниженим димо- та газовиділенням).

Літери **нг** та **LS** використовуються у маркуванні силових кабелів. Крім того, мідні жили, паперова просочувана ізоляція, подушка нормального виконання та нормальний зовнішній покрив у всіх марках силових та контрольних кабелів літерного позначення не мають.

Цифри після літерного позначення контрольних кабелів вказують наступне: перша група – на кількість жил, друга – переріз жил.

У якості прикладу наведемо конструктивне виконання кількох марок контрольних кабелів (**рис. 3.17 – 3.22)**:

КВВГнг – LS



КВВГЕнг – LS



Рис. 6.9 Контрольні кабелі з мідними жилами, з ізоляцією та оболонкою з ПВХ зі зниженою пожежонебезпечністю, у загальному екрані та зі зниженим димо- та газовиділенням LowSmoke (марок КВВГнг – LS та КВВГЕнг – LS)



Рис. 6.10 Контрольний кабель з алюмінієвими жилами з ПВХ ізоляцією, екранований у ПВХ оболонці (марки АКВВГЕ).

Кабелі марок КВВГнг – LS та КВВГЕнг – LS (рис. 6.9) застосовуються при прокладці кабелю у приміщеннях, каналах, тунелях в умовах агресивного середовища при відсутності механічних впливів на кабель, а також можуть експлуатуватись при необхідності захисту електричних кіл від впливу зовнішніх електричних полів.

Кабель марки АКВВГЕ (рис. 6.10) застосовується при прокладці кабелю у землі, каналах, тунелях та у приміщеннях при відсутності механічних впливів на кабель в умовах агресивного середовища та при необхідності захисту електричних кіл від впливу зовнішніх електромагнітних полів.

6.2. ІЗОЛЯТОРИ

Ізолятор – це електротехнічний пристрій, призначений для електричної ізоляції та механічного кріплення електричних апаратів чи їх окремих частин, які знаходяться під різними електричними потенціалами.

Для цього ізолятор повинен мати достатню електричну та механічну міцність, теплостійкість та вологостійкість. Електрична міцність характеризується напругою пробою та напругою поверхневого сухого і мокрого розрядів при промисловій частоті, а також імпульсною (стандартної форми) напругою розряду. Допускається механічне навантаження на ізолятор, яке дорівнює 60% руйнівного навантаження.

Руйнівне навантаження – це таке навантаження, при якому починається повне чи часткове руйнування ізолятора.

Ізолятори діляться на три основні групи: **лінійні, станційні й апаратні.**

Лінійні ізолятори служать для підвіски проводів ЛЕП і шин ВРУ. Вони бувають підвісні тарілчасті, підвісні стрижневі й штирьові.

Станційні ізолятори служать для кріплення шин у закритих і відкритих РУ, бувають опорні, прохідні, шинні прохідні.

Апаратні ізолятори, що входять у конструкцію електричних апаратів-трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів (прохідні, опорні, стрижні, втулки, тяги й т.д.).

Ізолятор складається з діелектрика і металевої арматури. В якості діелектрика використовуються фарфор, скло, полімери й інші діелектричні матеріали (склофарфор,

епоксидна смола, бакеліт, скловолокно і т.б.).

Основним матеріалом для виготовлення ізоляторів служить **глазурований електротехнічний фарфор**, який володіє порівняно високими електричними і механічними характеристиками, високою стійкістю до атмосферних впливів, вологонепроникністю.

Скло, не поступаючись фарфору по переліченим якостям, володіє великою зносостійкістю. Скляні ізолятори в процесі виготовлення підлягають загартовуванню: нагріваються до температури приблизно 700^{0}С і потім обдуваються холодним повітрям. Під час цього процесу зовнішні шари скла твердіють значно раніше внутрішніх, тому при наступній усадці внутрішніх шарів у товщі скла виникають зусилля, що розтягують. Така попередньо напружена конструкція характеризується достатньо високою міцністю на стискання. Скляні підвісні ізолятори тарілчастого типу для ліній електропередачі виготовляються з розрахунком на навантаження до 40т, прозорість скла дозволяє візуально виявляти дефекти ізоляторів в умовах експлуатації. Скляні ізолятори використовуються в основному в якості лінійних.

Полімерні ізолятори для зовнішньої установки виготовляються з епоксидних компаундів на основі циклоаліфатичних смол або з поліефірних смол з мінеральними наповнювачами і добавкою фторопласту. Однак ці ізолятори мають суттєві недоліки, пов’язані з порушенням власних ізоляційних властивостей і механічної міцності через вплив сонячної радіації і поверхневих часткових розрядів. Ці явища призводять до виникнення сильної ерозії і струмопровідних треків. Останнім часом найбільш перспективними для використання на ЛЕП і в електроустановках вважаються ізолятори з оболонкою з кремнійорганічних еластомерних композицій. Такі ізолятори мають високу електричну міцність і достатню трекінгостійкість. Для підвищення механічної міцності полімерні ізолятори армуються скловолокном. Основними елементами конструкції полімерних ізоляторів є склопластиковий елемент, що несе механічне навантаження; металеві закінчення або фланці для кріплення до струмоведучих частин і заземлених конструкцій; полімерна оболонка, що захищає склопластиковий елемент від атмосферних впливів і формує необхідну довжину струму витоку струму. Головні переваги полімерних ізоляторів – мала маса (в 7-10 раз менше, ніж фарфорових ізоляторів) і вологовідштовхувальні властивості.

Лінійні ізолятори діляться за своєю конструкцією на штирові та підвісні. Підвісні в свою чергу підрозділяються на ізолятори тарілчастого типу і стрижньові ізолятори.

Лінійні ізолятори випробовують механічні навантаження, які створюються натягом проводів і залежать від перерізу проводів, довжин прольотів між опорами, від температури проводів, сили вітру й інших умов експлуатації. Для штирових лінійних ізоляторів ці навантаження є головним чином згинаючими. Підвісні ізолятори завдяки шарнірному кріпленню підлягають тільки зусиллям, що розтягують.

Для ЛЕП до 10 кВ застосовуються штирові ізолятори, для ЛЕП 20 і 30 кВ - штирові або підвісні. Для ЛЕП 110-500 кВ - підвісні.

Типи ізоляторів: для ЛЕП до 1 кВ ТФ - (телефонний фарфоровий) і АІК (арматурно-ізоляторного комбінату м. Слов'янськ).

Штирьові лінійні фарфорові ізолятори складаються з одного або двох фарфорових елементів з сильно розвиненими ребрами та металевою арматурою у вигляді штиря. Фарфорові елементи скріплюються між собою спеціальною цементуючою масою. Металевий штир армується в нижньому фарфоровому елементі ізолятора. За допомогою штирів ізолятори укріплюються на траверсах опор ліній електропередач. Штирі скріплюються з фарфором за допомогою цементу або гвинтової нарізки. У першому випадку до цементу додають порошок фарфору для зближення коефіцієнтів температурного розширення цих матеріалів. У другому випадку металевий штир згвинчується з тілом ізолятора при використанні волокнистої речовини, просоченої

бітумним складом або суриком.

Штирові ізолятори застосовують на ПЛ напругою до 35 кВ **(рис. 6.11).** У позначенні ізоляторів, буквами позначають їхнє конструктивне виконання (**Ш** штировий), матеріал, з якого він виготовлений (**Ф** - фарфор, **С** - скло), призначення (**Т** - телеграфний, **Н** - низьковольтний), типорозмір (А, Б, В, Г). Цифрами позначають номінальну напругу, на яку розрахований ізолятор, або внутрішній діаметр різьби для низьковольтних ізоляторів. Наприклад, ізолятори, які застосовують на ПЛ до 1 кВ, мають позначення ТФ20 (ізолятор телеграфний, фарфоровий із внутрішнім діаметром 20 мм), НС18 (низьковольтний скляний ізолятор із внутрішнім діаметром 18 мм).

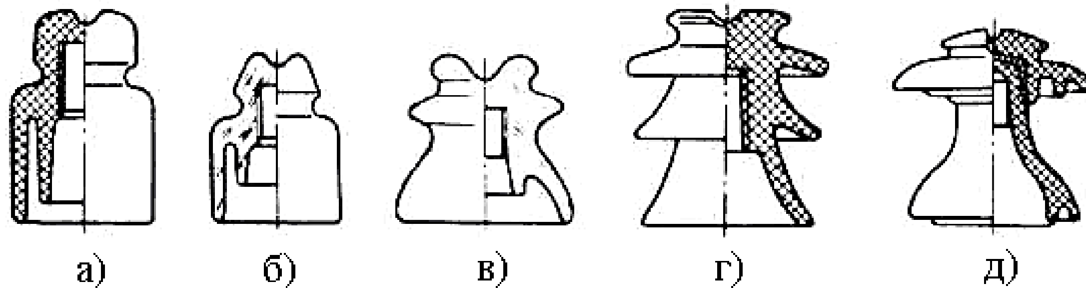


Рис. 6.11 Штирові ізолятори:
а) ТФ20, б) НС18, в) ШС10Г, г) ШФ20В, д) ШФ35Б

Кріплення штирьових ізоляторів на опорх виконується за допомогою крюків та штирів (рис. 6.12). Штир повинен відповідати типу ізолятора. Для кріплення ізоляторів на гаках або штирях внутрішня порожнина ізолятора має гвинтову нарізку. Ізолятор на штир або гак нагвинчують з паклею просоченою суриком.

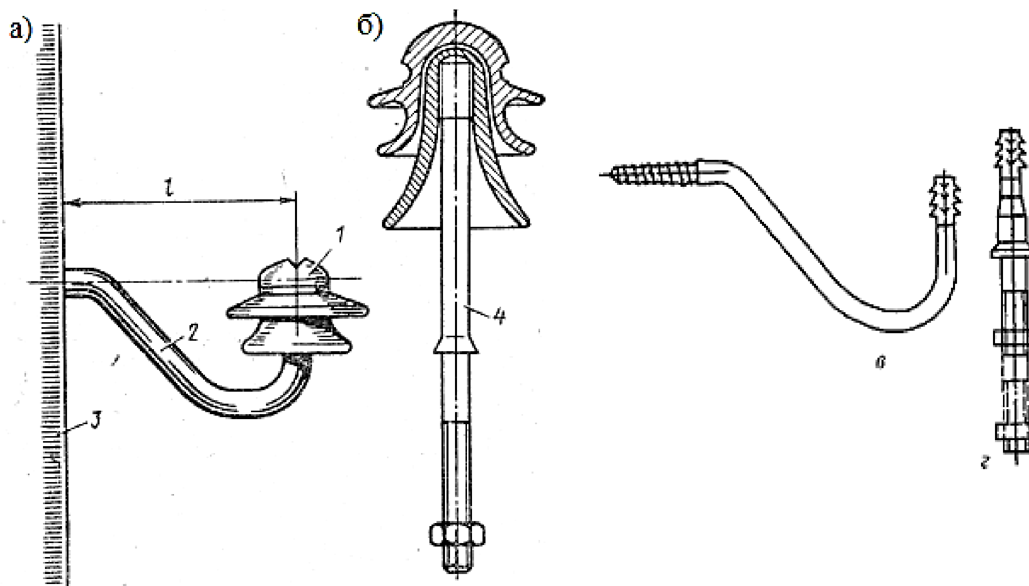


Рис. 6.12 Кріплення ізоляторів: а – штировий на крюку, б – штировий на штирі, в — гак; г — штир.
1 – ізолятор; 2 – сталевий крюк; 3 – травеса; 4 – штир

Підвісні лінійні ізолятори бувають тарілчастого та стрижневого типу і призначаються для роботи в гірляндах ізоляторів. У підвісних ізоляторів тарілчастого типу для кріплення до струмоведучих частин та заземлених конструкцій передбачена металева арматура у вигляді ковпаків (шапок) та пестиків (стрижнів).

Підвісні тарілчасті ізолятори (рис. 6.13, а) мають фарфоровий або скляний корпус

у вигляді перевернутої тарілки 4 з ребрістою нижньою поверхнею для збільшення розрядної напруги при опадах. Верхня поверхня тарілки виконується гладкою, з невеликим нахилом для стікання води. В ізолюючу частину ізолятора армовані металевий пестик 5 або сережка за допомогою спеціального складу 2. Зверху фарфорову головку охоплює шапка (ковпак) 1 з ковкого чавуну з гніздом для пестика іншого ізолятора або вушка для кріплення ізолятора до опори. Кріпиться шапка до фарфору цементуючою мастикою 3. Внутрішній та зовнішній поверхні фарфорової головки надана така форма, щоб при тяжінні проводу фарфор відчував стиск, при якому його міцність вище, ніж при розтягуванні. Це забезпечує високу механічну міцність тарілчастих ізоляторів.

Тарілчасті ізолятори при напрузі 35 кВ та вище збираються у натяжні (рис. 6.13, б) та підвісні (рис. 6.13, в) гірлянди. При цьому пестик одного ізолятора входить у гніздо шапки наступного та закривається там спеціальним замком. Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від їх типу, робочої напруги та умов роботи і приймається: для напруги 35 кВ — 3 - 4 шт.; 110 кВ -7 - 8; 220 кВ – 13 - 14. Для електроустановок, підданих посиленому забрудненню, кількість ізоляторів у гірлянді збільшують на 1 2; при значному забрудненні атмосфери гірлянди складають з ізоляторів спеціальної конструкції з більш розвиненою поверхнею. Крайній перший ізолятор 7 (рис. 4.4 б і в) постачають пестиком з сережкою 6 для кріплення до конструкції. До сережки 9 після останнього ізолятора 8 гірлянди через сережку 12 та сідло 13 або через натяжний затискач 10 кріплять провід 14. У відкритих розподільних установках, як правило, застосовують натяжні гірлянди.

Конструкція скляних ізоляторів аналогічна, окрім відсутності бітумного промащення. Суттєва перевага ізоляторів тарілчастого типу є в тому, що при пошкодженні ізоляційного тіла (у випадку пробою під шапкою) механічна міцність ізолятора не порушується і, відповідно, пробій ізолятора в гірлянді не викликає падіння проводу на землю.

Антивандальні ізолятори стійкі до ударів та навантажень. Ізолюючий елемент виготовлений з силікону.

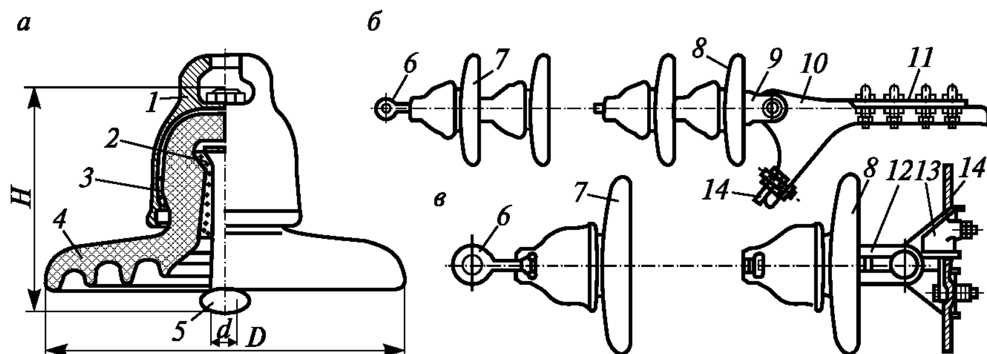


Рис. 6.13 Підвісні ізолятори:
а - тарілчастий; б - натяжна гірлянда ізоляторів; в - підвісна гірлянда

У маркуванні ізоляторів літери позначають: **П** – підвісний, **Ф** – фарфоровий, **С** – скляний, **Г** – для районів із забрудненою атмосферою, **А** – антивандальний. Літери після цифрового позначення вказують варіант виконання ізолятора (А, Б, В, Г, Д,).

Перша літера умовного позначення тарілчастого позначення визначає його призначення; друга – матеріал ізоляційної деталі ("тарілки"); третя – конфігурацію "тарілки": **В** – з втягнутим ребром, **Д** – двокрила, **С** – сферична; цифри вказують клас ізолятора (механічну руйнівну сили при розтягненні, кН). Наприклад, ПФГ-50А означає: ізолятор підвісний, фарфоровий, призначений для роботи в умовах сильного

забруднення атмосфери, з електромеханічною міцністю 50 кН, тип виконання А – нормальний.

Підвісні фарфорові стрижньові ізолятори являють собою суцільний стрижень з ребрами на поверхні, армований на кінцях двома металевими шапками за допомогою цементного розчину (рис. 6.14, а). Діаметр фарфорового стрижня обирається в залежності від необхідної механічної міцності.

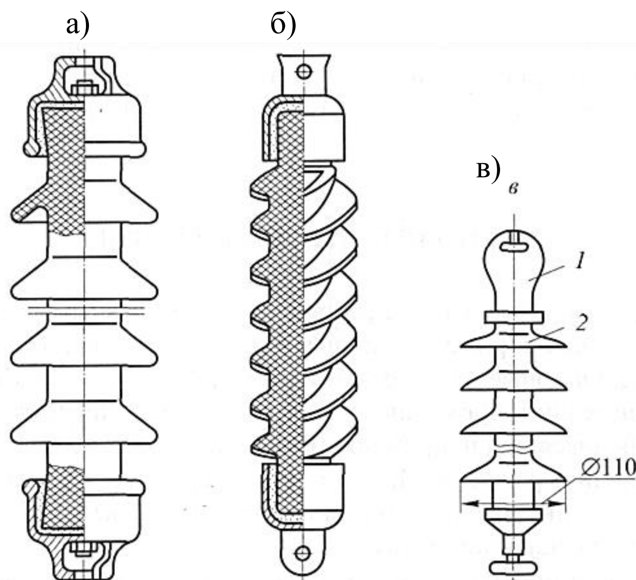


Рис. 6.14 Підвісні стрижньові ізолятори:
а – на напругу 110 кВ, типу СТ-110; б – з гвинтоподібними ребрами;
в – полімерний стрижневий ізолятор, тип ПСКр 120/0,43:
1 – окінцювач, 2 – ізолюючий елемент з кремнійорганічної гуми, ребристий .

Застосування стрижневих ізоляторів дає значну економію металу за рахунок зменшення кількості шапок, зменшення ваги і, головне, довжини ізоляційної конструкції, на якій кріпиться провід. Недоліком ізоляторів цього типу є можливість їх повного руйнування і, відповідно, падіння проводу на землю або заземлені конструкції. Обмежує їх застосування також порівняно невисока механічна міцність.

Через велику довжину шляху витоку струму, а також відносно простої форми, що забезпечує гарне очищення поверхні під час дощу і вітеру, стрижневі ізолятори вельми перспективні для застосування в районах сильного забруднення. Ізолятор із гвинтоподібними ребрами (рис. 6.14, б)добре очищається струменем дощу, що стікає по ринві, що утворить ребро. Такі ізолятори мають більш високі мокророзрядні характеристики, підвищені імпульсні розрядні напруги й забезпечують більш надійну роботу у важких кліматичних умовах.

Останнім часом усе більш широке застосування в якості стрижневих підвісних ізоляторів знаходять ізолятори з полімерних матеріалів (рис. 6.14, в) з довжиною кожного ізолюючого елемента 2,5—3 м (330 кВ), послідовне з'єднання таких ізоляторів утворить гірлянди ізоляторів для ліній напругою 750— 1150 кВ і перспективних більш високих.

У маркуванні підвісних стрижневих ізоляторів літери означають наступне: **П** - підвісний, **С** - стрижневий, **Ф** - фарфоровий, а цифри вказують на величину електромеханічного навантаження.

У маркуванні полімерних ізоляторів літери означають наступне: **Н** - натяжний, **П** - підвісний, **Кр** - кремнійорганічна гума, ребристий; індекс **Т** - трубка; цифра в чисельнику - клас ізолятора; цифра в знаменнику - довжина шляху витоку струму в метрах.

Діаметр фарфорового стрижня обирається в залежності від необхідної механічної

міцності.

Переваги та недоліки різних типів лінійних ізоляторів. Найбільш поширеними ізоляторами є фарфорові та скляні, до того ж ізоляторів із загартованого скла в сучасних умовах виготовляється більше, ніж фарфорових. Це пояснюється тим, що ізолятори з загартованого скла мають ряд переваг по відношенню до фарфорових: технологічний процес їх виготовлення може бути повністю автоматизованим та механізованим; прозорість скла дозволяє легко виявити при зовнішньому огляді незначні дефекти; застосування скляних ізоляторів дозволяє відмовитися від проведення в процесі експлуатації періодичних профілактичних випробувань гірлянд під напругою, тому що кожне пошкодження загартованого скла призводить до руйнування ізолюючої тарілки, це у свою чергу можна легко виявити при систематичних оглядах.

Найбільшу механічну міцність мають полімерні (склопластикові) ізолятори, що робить їх застосування достатньо перспективним. До переваг полімерних ізоляторів можна віднести – високу стійкість до атмосферних забруднень, гідрофобність, зручність монтажу, високу стійкість до перенапруг, високу вандалостійкість, а також меншу вагу в порівнянні зі скляними та фарфоровими ізоляторами.

Однак полімерні ізолятори мають істотний недолік – технологія їх виготовлення ще недостатньо стандартизована та відсутня загальноприйнята система виробництва. Крім того, відсутній матеріал, який у достатній мірі задовольнив би всі вимоги до цього матеріалу. Також відсутній досвід тривалої експлуатації цього виду ізолятора.

Аналіз та зроблені висновки закордонних фахівців свідчать про те, що до широкого використання полімерних ізоляторів слід ставитись достатньо обережно. У багатьох спеціалістів найбільш актуальним питанням є довготривалість експлуатації полімерного ізолятора.

Сьогодні в країнах Євросоюзу здійснюються досліди в цьому напрямку. З цих дослідів стало зрозумілим те, що довготривалість експлуатації напряму пов’язана зі ступенем забрудненості поверхні ізоляторів, тобто, для продовження терміну експлуатації необхідно очищувати поверхню ізоляторів. Очищування ізоляторів здійснюється різними засобами, наприклад, застосовують мийку під високим тиском суцільнолитих та модульних полімерних ізоляторів. Крім того, велика частина конструкції полімерних ізоляторів дозволяє застосовувати періодичне сухе очищування (матеріалом для очистки може бути звичайна дроблена кукурудза). У випадку сильного забруднення поверхні захисної оболонки ізолятора можна застосувати м’яку щітку та воду.

Однією з переваг полімерних ізоляторів є надійність та зручність при транспортуванні. Але й тут є свої особливості. Деякі з них: тривале знаходження ребер у деформованому стані може привести до втрати ізолятором геометричної конфігурації, проникнення на захисну оболонку ізолятора агресивних та забруднюючих речовин, які не характерні для експлуатаційних забруднень, можуть призвести до часткової або повної втрати експлуатаційних якостей, механічні впливи на захисну оболонку можуть стати причиною її розгерметизації або пошкоджень, а також руйнування стрижня ізолятора. Тому необхідно використовувати спеціальну тару, яка б виключала вплив агресивних речовин, а також забруднення і пошкодження складових елементів ізоляторів.

Однією з проблем застосування полімерних ізоляторів є явище «ламкого злому» стрижня ізолятора. «Ламкий злам» – явище, при якому відбувається хімічна реакція між склопластиком та активними хімічними речовинами, особливо з кислотними розчинами. Ламке руйнування відбувається при обміні іонами скляної гратки з іонами кислот у поєднанні з дією механічного навантаження. Слід відзначити й те, що активні речовини в різній концентрації завжди присутні в повітрі. Ці речовини активно вступають у реакцію при звичайному атмосферному впливі. Так, наприклад, внаслідок проходження

електричних розрядів у зволоженому повітрі (струми витоку), створюється азотна кислота, яка вступає у реакцію з іонами скляної гратки полімерного ізолятора.

При введенні в експлуатацію полімерних ізолятрів відмічалися випадки перекриття цих ізоляторів. Тому рекомендується здійснювати випробування полімерних ізоляторів перед введенням в експлуатацію напругою у 1,5 рази більшою за експлуатаційну напругу.

В умовах підштовхування виробниками полімерних ізоляторів до більш масового використання їх продукції, у споживачів склалося хибне уявлення про полімерні ізолятори, що начебто полімерний ізолятор є універсальним та область його використання є необмеженою, а керамічні та скляні ізолятори є застарілими і вже не відповідають сучасним вимогам. У зв’язку з цим необхідно зазначити, що відмова від керамічних та скляних ізоляторів, експлуатація яких здійснюється десятиліттями, може призвести до тяжких наслідків. Порівнюючи полімерні ізолятори зі скляними та керамічними ізоляторами у відношенні знаходження в експлуатації, можна зробити наступні висновки:

- полімерні ізолятори використовуються в основному в електроустановках класів напруг не вище 35 та 110 кВ (90 %), а скляні – на всі класи напруг;
- кількість скляних ізоляторів, що експлуатуються, набагато більша у порівнянні з полімерними, а це зумовлює й більшу кількість відмов. Тому створюється уява про підвищену аварійність скляних ізоляторів;
- досвід експлуатації полімерних ізоляторів набагато менший у порівнянні зі скляними та керамічними ізоляторами, тому впевнено говорити про їх експлуатаційні переваги неможливо.

На підставі вище наведеного, можна сказати, що в сучасних умовах та в близькій перспективі полімерні, керамічні та скляні ізолятори будуть застосовуватися паралельно, враховуючи їх переваги та недоліки.

Апаратні ізолятори в розподільних установках підрозділяються на опорні, прохідні й, при напрузі більше 35 кВ, підвісні. Опорні й підвісні ізолятори служать для кріплення струмоведучих шин; прохідні ізолятори встановлюють у місцях, де частини, що перебувають під напругою, проходять через стіни, перекриття або огородження. В електричних апаратах, крім опорних та прохідних ізоляторів, застосовуються також ізоляційні тяги, вали, важелі, покришки й ін.

Опорні та прохідні ізолятори випробовують в основному механічні навантаження на вигин, обумовлені електродинамічними силами, викликаними струмами короткого замикання, тиском вітру, впливами при роботі контактів й ін., тому основною механічною характеристикою цих ізоляторів є механічна міцність на вигин, тобто мінімальне руйнуюче зусилля, що визначається при плавному збільшенні навантаження до видимого руйнування.

Опорні ізолятори (рис. 6.15) призначені для внутрішньої установки. Їх випускають у нормальному (рис. 6.15, а) та малогабаритному виконанні (рис. 6.15, б, в). Ізолятори нормального виконання знизу та зверху армовані фланцями 3 і ковпаками 1, які необхідні для кріплення ізолятора на конструкції і струмоведучих частин на ізоляторі. Фарфоровий корпус 2 ізолятора кріпиться до чавунного фланця та чавунного ковпака за допомогою цементної замазки. Ізолятор з круглим фланцем кріпиться до металевої конструкції одним болтом, з овальним фланцем -двома болтами, з квадратним фланцем - чотирма. У позначенні типу ізолятора літери та цифри відображають конструкцію, матеріал, що ізолює, номінальну напругу, навантаження, що руйнує і форму фланця. Наприклад, ОФ – 10 - 375ов — опорний, фарфоровий, номінальна напруга 10 кВ, руйнівне навантаження 375 даН, овальний фланець. Якщо в маркуванні відсутнє позначення типу фланця, це означає, що арматура втоплена в тіло ізолятора (див. рис. 6.15, б). Внутрішнє закладення

зменшує висоту ізолятора приблизно на 40% при тій же активній висоті фарфорового корпусу 2.

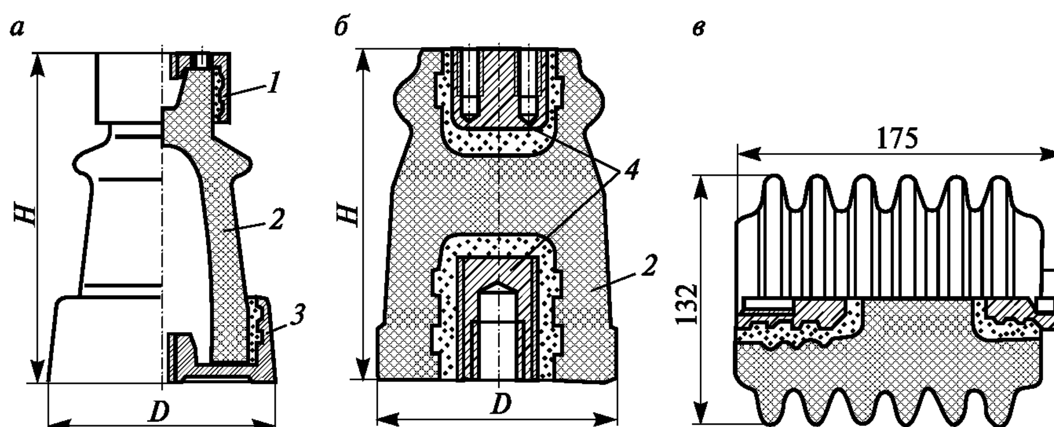


Рис. 6.15 Опорні ізолятори для закритих РУ:
а - нормального виконання; б і в малогабаритні

Загальна вага ізолятора зменшується при цьому приблизно в 2 рази за рахунок зменшення ваги арматури. У торцевих частинах фарфорового корпусу для кріплення арматури виконуються поглиблення, в яких розміщуються ніпелі 4 з нарізними отворами для кріплення струмовідних частин та ізолятора на конструкції.

У комплектних розподільних установках використовуються малогабаритні опорні ізолятори з ребристою поверхнею. На рис. 6.15, в показаний ізолятор типу ОФР - 20 на напругу 20 кВ

Опорні ізолятори зовнішньої установки розділяються на **опорно-штирові та опорно-стрижневі (рис. 6.16).**

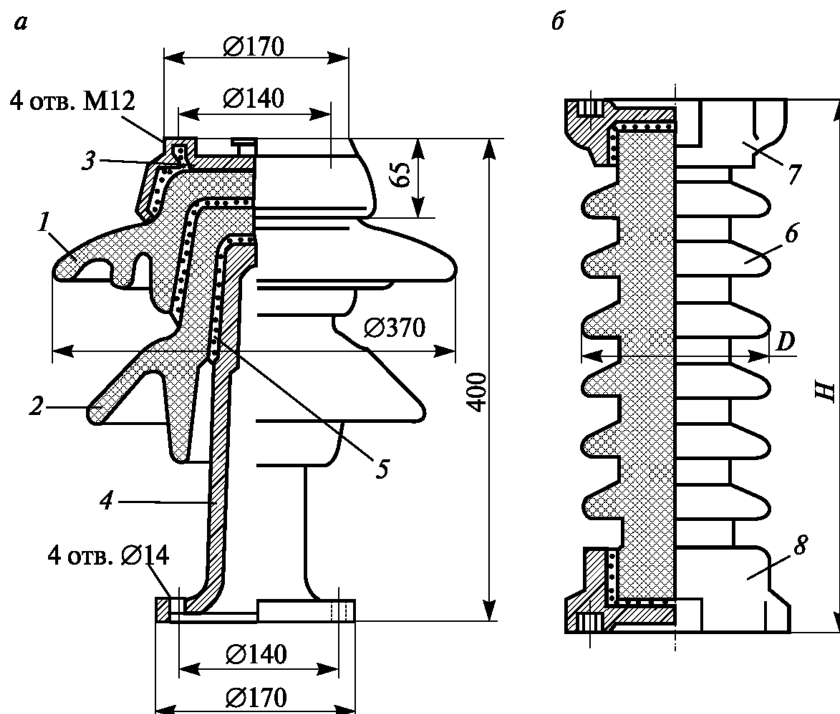


Рис. 6.16 Опорні ізолятори для зовнішніх установок:
а - опорно-штирьовий; б - опорно-стрижневий

Опорно-штирьові ізолятори (тип ОНШ на 6 - 35 кВ) застосовують для зовнішніх установок в тих випадках, коли потрібна висока механічна міцність. Опорно-штирьовий ізолятор складається з фарфорової або скляної ізолюючої деталі, до якої за допомогою цементу кріпеться металева арматура-штир з фланцем і ковпачок (шапка). Ізолююча деталь опорних штирьових ізоляторів на напругу 6 - 10 кВ виконується одноелементної, а на напругу 35 кВ — двох або трьохелементною.

Фарфорову частину ізолятора (рис. 6.16, а) складають три елементи, які з'єднуються з штирем 4 за допомогою спеціальної мастики 5. Фланець ізолятора кріплять до опорної конструкції. Ковпак 3 служить для кріплення струмовідних частин до ізолятора. Кількість елементів 1 та 2 відбирають у залежності від необхідної електричної міцності.

Ковпак 3 одягнений на верхній фарфоровий елемент (цим відрізняється від лінійного штирового ізолятора, у якого верхній елемент не армується). Окремі елементи фарфору й металева арматури скріплюються між собою цементом. Фланець штиря ізолятора (якого також нема у лінійного штирового ізолятора) кріпиться болтами до заземлених металевих конструкцій. Струмоведучі частини кріпляться болтами на ковпачку ізолятора. Механічна міцність такого ізолятора визначається міцністю його штиря, а не ізоляційного тіла, тому що згинальний момент, що діє на фарфорову частину, через мале плече виявляється багато менше згинального моменту, прикладеного до штиря. Для міцного з'єднання фарфору із шапкою й штирем поверхні фарфору, що армуються, покривають фарфоровою крихтою. Досить велика довжина витоку та висока мокророзрядна напруга ізолятора забезпечуються за рахунок ребер. В установках на напругу 110 кВ і вище використовуються колонки, що складаються з декількох встановлених один на одного опорно-штирових ізоляторів на напругу 35 кВ. При великій висоті колонки на фарфорову частину нижнього ізолятора діє майже такий же згинальний момент, як і на штир. Тому фаофорове тіло нижнього ізолятора є слабким місцем такої конструкції. У відкритих розподільних установках напругою 110-220 кВ використовують колонки, зібрані з 3-5 ізоляторів на напругу 35 кВ.

Маркування опорно – штирьових ізоляторів складається з літер та цифр. Літери вказують на тип ізолятора (ОНШ – опорно – штирьовий ізолятор). Цифри вказують на номінальну напругу в кВ та руйнівне навантаження в кг.с.

Наприклад: ОНШ – 35 – 2000 – опорно – штирьовий ізолятор, на 35кВ, руйнівне навантаження складає 20000 Н.

Опорно-стрижневі ізолятори для зовнішньої установки відрізняються сильно розвиненою поверхнею. На напругу 35-110 кВ такі ізолятори виготовляються у вигляді суцільного фарфорового стрижня з рівномірно розташованими ребрами. Наприклад, позначення ОНС- 110-1000 розшифровується в такий спосіб: опорний, для зовнішньої установки, стрижневий на напругу 110 кВ із механічною міцністю 10 кН.

Опорно - стрижневі ізолятори типу ОНС виконують у вигляді багатофарфорового стрижня 6 (рис. 6.16, б), армованого фланцями 7 та 8 з обох працюючих боків.

З підвищенням напруги й відповідним збільшенням висоти опорної колонки різко зростає згинальний момент, що повинен витримати нижній елемент колонки. Для збільшення механічної міцності колонки виконуються здвоєними, строєними або у вигляді складних ферменних конструкцій. На більш високі номінальні напруги 150-500 кВ застосовують складені ізолятори у вигляді колонок з опорно-стрижневих ізоляторів.

Прохідні ізолятори служать для ізоляції струмоведучих провідників, що проходять крізь заземлені кришки, перегородки електричних апаратів і машин або перекриття, стінки розподільчого пристрою. Вони мають вигляд порожніх фарфорових втулок, через які проходять струмовідні частини.

Прохідні ізолятори виготовляють для з'єднання частин електроустановок всередині приміщень та для з'єднання зовнішньо – внутрішніх частин установок. Позначення

прохідного ізолятора складається з літер та цифр, які характеризують тип, напругу, струм, механічну міцність, кліматичне та конструктивне виконання. Ізолятор типу ИП для з'єднання частин електроустановок всередині приміщень складається з порожніх фарфорових втулок 2 та 4 (рис. 6.17), всередині яких проходить струмовідний стрижень, який закінчується контактними виводами 1 та 5 з отворами для приєднання до них шин, проводів та кабелів за допомогою болтів чи зварювання. Фланець 3 призначений для з'єднання втулок 2 та 4 та для кріплення ізолятора на прохідній плиті, що встановлюється на стіні, яка роз'єднує приміщення.

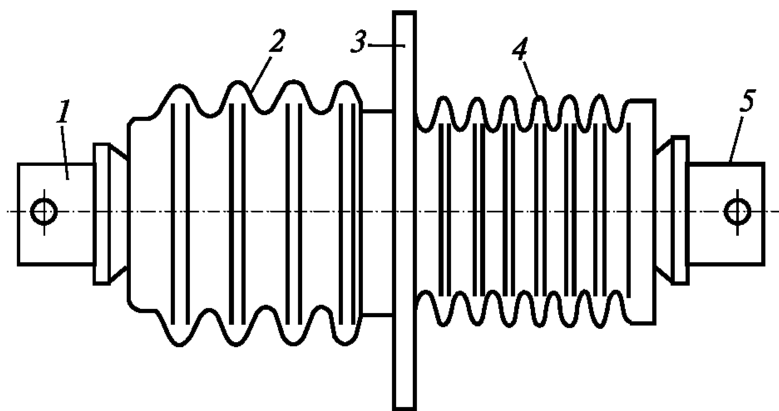


Рис. 6.17 Прохідний ізолятор ИП

Довжина фарфорового корпуса ізоляторів визначається номінальною напругою, а діаметр внутрішньої порожнини — перерізом струмоведучих частин. Ізолятори, розраховані на номінальні струми до 2000 А.

У конструкціях прохідних ізоляторів для внутрішньої установки на 35 кВ внутрішня порожнина металізована й з'єднана мідною стрічкою зі струмоведучим стрижнем, тобто на неї подається потенціал стрижня. Таким чином, повітря не використовується як ізоляція, але в той же час виключається поява корони на стрижні. Зовнішня поверхня середньої частини ізолятора металізована або покрита напівпровідною глазур'ю, що підвищує напругу ковзних розрядів.

Ізолятори зовнішньо-внутрішньої установки призначені для вводу твердих і гнучких шин у будинок закритих розподільних установок лінійних або апаратних уводів або комірки зовнішніх комплектних розподільних установок. Частина фарфорового корпуса цих ізоляторів, звернена назовні, має розвинені ребра.

Крім того, ізолятори мають із зовнішнього кінця на шапці надійні ущільнення, що не дозволяють проникати воді усередину ізолятора через щілини, різьблення та інше. Прохідні ізолятори на напругу 110 кВ і вище залежно від призначення одержали назву лінійних і апаратних уводів. Крім фарфорової, вони мають паперово-масляну ізоляцію.

Прохідні ізолятори (уводи) використовуються в місцях, де струмоведучі частини проходять через стіни або перекриття будинків, через огородження електроустановок або вводяться усередину металевих корпусів устаткування. В електроустановках з номінальною напругою до 35 кВ застосовуються прохідні фарфорові ізолятори з повітряною порожниною. **Уводами** називаються прохідні ізолятори на напруги 35 кВ і вище з більш складною внутрішньою ізоляцією. Уводи застосовуються як прохідні ізолятори трансформаторів, вимикачів та інших апаратів.

Увід являє собою конструкцію з зовнішньою та внутрішньою ізоляцією. До зовнішньої ізоляції відносяться проміжки в атмосферному повітрі уздовж поверхні ізоляційного тіла, до внутрішнього - ділянки в самому ізоляційному тілі, а також проміжки уздовж поверхні ізоляційного тіла, що перебувають усередині корпуса, якщо він заповнений газоподібним або рідким діелектриком. Конструкція внутрішньої ізоляції

уводу сильно впливає на характеристики його зовнішньої ізоляції. Додаткові електроди розташовуються в ізоляційному тілі, вони необхідні для регулювання електричного поля. Від їхньої кількості й розмірів залежать характер зміни напруженості уздовж поверхні ізолятора й розрядні напруги його зовнішньої ізоляції.

Ізоляційне тіло служить одночасно кріпленням струмоведучого стрижня. Воно сприймає всі механічні зусилля, які діють на стрижень. Зі збільшенням номінальної напруги й розмірів ізоляційного тіла різко зростають механічні навантаження, що згинають його, тому для великих ізоляторів, що мають більшу масу, обмежують кут відхилення від вертикалі в робочому положенні.

Нагрівання уводу від робочих струмів обумовлює втрати в струмоведучому стрижні, а також діелектричні втрати в ізоляційному тілі. У трансформаторах, реакторах, силових конденсаторах уводи стикаються з нагрітим маслом, що заповнює внутрішній обсяг баків, тому нагрівання може відбуватися й за рахунок тепловиділень, що мають місце усередині корпуса устаткування. Зі збільшенням робочої напруги й радіальних розмірів ізолятора відвід тепла від струмоведучого стрижня й з товщі ізоляції значно ускладнюється.

Маслонаповнені вводи на 110 кВ та вище складаються з фарфорових втулок, заповнених між фарфором та струмовідним стрижнем трансформаторним маслом, рівень якого контролюється масловказівником.

Маслонаповнені вводи є за призначенням прохідними ізоляторами (див. рис. 4.13, 5.8) на напругу 110 кВ і вище. Висока напруженість в ізоляційному проміжку між струмоведучим стрижнем та фарфоровиими втулками ізолятора змушує заповнювати його маслом. На струмопровідний стрижень накладені шари кабельного паперу з провідними прокладками між ними. Розміри шарів паперу та прокладок вибираються такими, щоб забезпечити рівномірний розподіл потенціалів як у радіальному, так і поздовжньому напрямку уводу. Фарфорові втулки (покришки) захищають внутрішню ізоляцію від атмосферного впливу, в першу чергу від атмосферної вологи і служать одночасно резервуаром для масла, що заповнює увід. Нижня частина уводу, яка розташована в баку апарата, заповненому маслом, виконується укороченою. Це пояснюється більш високою розрядною напругою по поверхні фарфора в маслі порівняно з розрядною напругою в повітрі.

Маслонаповнені уводи зазвичай герметизовані. Для компенсації температурних змін в обсязі масла передбачені компенсатори тиску, вбудовані у верхню частину увода, та вимірювальні пристрої для контролю тиску.

У сучасних конструкціях вводів поруч із масляною широко використовується тверда ізоляція.

6.3 ВИБІР СТРУМОВІДНИХ ЧАСТИН ТА ІЗОЛЯТОРІВ

6.3.1 Вибір шин

В закритих РУ 6 - 10 кВ ошинування та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через високу їхню вартість не застосовуються навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А застосовуються одно та двосмугові шини. При великих струмах рекомендуються шини коробчастого перерізу, оскільки вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості та поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження [3].

Вибір шин розподільних установок виконується за максимальними робочими струмами, при яких температура нагріву струмовідних частин не перевищує 70^0C. Для цього необхідне виконання умови:

$$I_{доп} \geq \; I_{роб.max}, \tag{6.1}$$

де $I_{доп}$ – тривалий допустимий струм навантаження струмовідної частини;
$I_{роб.max}$ – максимальний робочий струм струмовідної частини, що обирається.

Вибрані струмовідні частини перевіряються за струмом КЗ на термічну стійкість відповідно методиці, яка викладена у розділі 2, тобто:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}\text{ , мм}^2 \tag{6.2}$$

Для практичних розрахунків величину коефіцієнта С можна прийняти з табл. 2.5
Провідник буде термічно стійким, якщо виконується умова:

$$q \geq q_{\min}, \tag{6.3}$$

де $q_{\min}$- мінімальний переріз провідника по умовах термічної стійкості, мм^2;
q - вибраний по каталогу переріз, мм^2.

Перевірка шин на динамічну стійкість перевіряється за механічною напругою, яка виникає в них при КЗ по формулі:

$$\sigma_{розр} = 17{,}6 \cdot \frac{i_у^2 \cdot L^2}{a \; \cdot W} \; , \tag{6.4}$$

де: $i_у$ - ударний струм, кА;
L - проліт, м.;
a - відстань між шинами, м.;
W - момент опору, см^3.

Момент опору при відсутності жорсткого з’єднання між полюсами та їх вертикальним розташуванням:

$$W = 0{,}333 \; hb^2 \tag{6.5}$$

При тих же умовах та горизонтальному розташуванні шин:

$$W = 0{,}333 \; h_2 b \tag{6.6}$$

де b та h – відповідно товщина та висота шини, мм.

При жорсткому з’єднанні полос пакета та їх вертикальному розташуванні:

$$W = 1{,}44 \; hb^2 \tag{6.7}$$

Перевірка трубчастих шин на динамічну стійкість виконується аналогічно перевірці однополосових прямокутних шин, яка викладена у пп.2.7.

Момент опору трубчастих шин при перевірці:

$$W = \frac{\pi\left(D^4 - d^4\right)}{32D} \tag{6.8}$$

де D та d– зовнішній та внутрішній діаметри трубчастої шини.
Шини будуть механічно стійкими, якщо виконується умова:

$$\sigma_{разр} \leq \sigma_{доп}, \quad (6.9)$$

де: $\sigma_{доп}$ - допустима механічна напруга в матеріалі шин, МПа.

У сучасних умовах для монтажу жорсткої ошиновки використовують жорсткі прямокутні шини з алюмінію, марки АДО, для яких $\sigma_{доп} = 40$ МПа, з алюмінієвого сплаву АД31Т ($\sigma_{доп} = 75$ МПа), АД31Т1, для яких $\sigma_{доп} = 90$ МПа.

У розподільних установках (РУ) 35кВ та вище застосовуються гнучкі шини, що виконані проводами марки АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів та трансформаторів з РУ 6-10 кВ виконуються пучком проводів, що закріплені по колу в кільцях-обоймах. Два провідники з пучка – стальні – витримують в основному механічне навантаження від власної ваги, ожеледі та вітру. Решту провідників – алюмінієві – виконують струмопровідну функцію. Переріз окремих провідників в пучку рекомендується вибирати якомога більшим, оскільки це зменшує кількість провідників і вартість струмопроводу [3].

Вибір гнучких шин виконується відповідно до умови (6.1), тобто:

$$I_{доп} \geq I_{роб.max}.$$

Вибрані провідники перевіряються на термічну стійкість відповідно до умови:

$$q \geq q_{min} \quad (6.10)$$

При напрузі 35 кВ та вище гнучкі провідники перевіряються за умови відсутності коронування:

$$0{,}9E_0 \geq 1{,}07E \quad (6.11)$$

де E – напруженість електричного поля біля поверхні провода, кВ/см;

E_0 – початкова напруженість електричного поля, при якій виникає коронний розряд, кВ/см.

$$E = \frac{0{,}354\,U}{r_{пр} \cdot l_g\left(\frac{D_{сер}}{r_{пр}}\right)}, \quad (6.12)$$

де U – лінійна напруга, кВ;

$r_{пр}$– радіус провода, см;

$D_{сер}$– середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

При горизонтальному розташуванні проводів фаз:

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1{,}26\ D.$$

Тут D – відстань між сусідніми фазами, $2D$– між крайніми.

$$E_0 = 30{,}3\,m\left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_{пр}}}\right), \quad (6.13)$$

де m – коефіцієнт жорсткості поверхні провідника, який можна прийняти:

- для скручених багатодротових провідників – m =0,82;
- для однодротових провідників та трубчастих шин – m =0,93 ÷ 0,98.

Для РУ – 110 кВ за умови відсутності коронування необхідно вибирати провід АС – 70 або більшого перерізу.

6.3.2 Вибір кабелю

Вибір кабелю виконується по конструкції в залежності від умов прокладання (у повітрі, в землі або воді), від величини робочої напруги $U_{роб}$ та найбільшого робочого струму $I_{роб.max}$ відповідно умовам:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}} \quad \text{та} \quad I_{\text{доп}} \geq \ I_{\text{роб.max}} \tag{6.14}$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга кабелю, кВ;
$I_{\text{доп}}$ – тривалий допустимий струм кабелю, А.
$I_{\text{роб.макс}}$ – максимальний робочий струм струмовідної частини, що обирається, А.
$U_{\text{роб}}$ - робоча напруга установки, кВ.

Вибраний кабель перевіряють тільки на термічну стійкість за умовою (6.3, 6.10), тобто:

$$q \geq \ q_{\min}.$$

6.3.3 Вибір ізоляторів

Вибір ізоляторів виконується залежно від роду установки (внутрішня або зовнішня) та напрузі:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}} \tag{6.15}$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга ізолятора, кВ;
$U_{\text{роб}}$ – робоча напруга установки, кВ.

Прохідні ізолятори додатково вибирають за номінальним струмом:

$$I_{\text{ном}} \geq \ I_{роб.max} \tag{6.16}$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм струмовідного стрижня ізолятора;
$I_{\text{роб}.max}$ – максимальний робочий струм.

Вибрані ізолятори перевіряються на динамічну стійкість за умовою:

$$F_{\text{розр}} = 0{,}176 \cdot \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot L}{a} \leq 0{,}6\, F_{\text{руйн}}, \tag{6.17}$$

де $F_{\text{розр}}$ – найбільше розрахункове навантаження, Н;
$F_{\text{руйн}}$ – руйнівне навантаження за довідником, Н;
0,6 – коефіцієнт запасу міцності.

На прохідні ізолятори діє тільки половина навантаження, яке приходиться на довжину прогону, тому $F_{\text{розр}}$ необхідно помножити на 0,5 та визначити, користуючись формулою:

$$F_{\text{розр}} = 0{,}088\ i_y^2 \frac{L}{a} \tag{6.18}$$

Перевірка прохідних ізоляторів на термічну стійкість здійснюється за умовою (6.3, 6.10). Тобто:

$$q \geq q_{\min},$$

де q– переріз струмовідного стрижня вибраного прохідного ізолятора.

Підвісні ізолятори вибираються залежно від напруги. У ВРУ для кріплення гнучких проводів застосовуються підвісні та натяжні гірлянди. Кількість ізоляторів в підвісній гірлянді залежить від номінальної напруги підстанції та умов навколишнього середовища. На механічну міцність підвісні ізолятори на високій стороні можна не перевіряти, оскільки відстані між фазами приймаються великими і при виборі кількості ізоляторів в гірлянді механічні навантаження вже враховані (вага проводів, вітер, ожеледиця тощо.). Вибір ізоляторів здійснюється за табл. 6.1

Таблиця 6.1 - Вибір підвісних ізоляторів

Тип ізолятора	Кількість ізоляторів при напрузі установки, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
ПФ6-А (П-4,5)	3	7	10	14	19	-	-
ПФ6-Б (ПМ-4,5)	3	7	10	15	20	-	-
ПФ70-В (ПФ6-В)	3	7	10	14	19	-	-
ПФ16-А	-	-	-	13	17	25	-
ПФ20-А	-	-	-	11	14	21	-
ПС6-А (ПС-4,5)	3	8	11	16	22	31	-
ПС70-Д (ПС6-Б)	3	8	10	15	20	29	-
ПСД70-ДМ	3	6	9	12	17	24	-
ПС-11 (ПС-8,5)	-	-	-	14	19	27	41
ПС120-Б (ПС120-А)	-	-	-	15	20	28	43
ПСВ120-А	-	-	-	12	16	23	35
ПС160-В (ПС160-Б)	-	-	-	13	17	25	37
ПС210-Б (ПС22-А)	-	-	-	-	16	23	35
ПСК210-А	-	-	-	-	13	19	29
ПС300-Б	-	-	-	-	16	20	31
ПС300-К	-	-	-	-	13	18	27
ПС400-А	-	-	-	-	-	-	29

Натяжні гірлянди мають на один ізолятор більше. При значному забрудненні атмосфери гірлянду збільшують на 1 - 2 ізолятори або застосовують гірлянди із підвісних ізоляторів спеціальної конструкції з| розвиненішою поверхнею. Іноді підвісні ізолятори застосовують і у відкритих установках напругою 6-20 кВ. В цьому випадку достатньо одного ізолятора

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. В який колір може фарбуватися фаза А?
2. Що відносять до струмовідних частин?
3. В який колір може фарбуватися фаза В?
4. В який колір може фарбуватися фаза С?
5. В який колір може фарбуватися позитивна шина?
6. Які ізолятори застосовуються в якості ізолюючих опор для ізоляції жорстких шин розподільних установок?

7. До яких ізоляторів додатково пред'являються вимоги по величині допустимого струму?

8. Які ізолятори застосовуються в якості ізолюючих опор для ізоляції гнучких шин розподільних установок?

9. В який колір може фарбуватися негативна шина?

10. Які ізолятори служать для ізоляції струмоведучих провідників, що проходять крізь заземлені кришки, перегородки електричних апаратів і машин або перекриття, стінки розподільчого пристрою?

11. Які ізолятори застосовують для підвішування проводів електричних ліній?

12. Які ізолятори відносяться до апаратних?

13. Що означає «АА» в маркуванні силових кабелів?

14. Якою літерою маркується збідніло-просочувана ізоляція?

15. Від чого залежить переріз жил кабелю?

16. Який тип ізоляторів використовують на ПЛ-110 кВ?

17. Який тип ізоляторів використовують на ПЛ-10 кВ?

18. Який тип ізоляторів використовують на ПЛ-35 кВ?

19. Що означають цифри після літер у маркуванні опорних ізоляторів?

20. Що означають цифри після літер у маркуванні опорно-штирьових ізоляторів?

21. Що означають цифри після літер у маркуванні опорно-стрижневих ізоляторів?

22. Що означають цифри після літер у маркуванні штирьових ізоляторів?

23. Що означають цифри після літер у маркуванні підвісних ізоляторів?

24. Для чого призначений кабельний папір?

25. Для чого призначена гідрооболонка?

26. Для чого призначена броня?

27. З якою кількістю жил виготовляють контрольні кабелі?

28. Яка максимальна кількість жил у силових кабелів?

29. Приведіть класифікації ізоляторів.

30. Назвіть основні групи параметрів ізоляторів і окремі їхні характеристики.

РОЗДІЛ 7. КОМУТАЦІЙНЕ ТА ЗАХИСНЕ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

7.1 ЕЛЕКТРИЧНі КОНТАКТИ

Електричним контактом називається місце стикання двох або кількох провідників між собою, через яке електричний струм проходить з одного кола в інше.

Деталі, що знаходяться в дотику, прийнято називати контактними частинами або контактами. В електричних колах **контактами** називають кожен з провідників контактного з'єднання, які стикаються між собою.Якість контакту значною мірою характеризується його електричним опором, тому що від величини останнього залежить нагрів контакта в нормальному режимі та при протіканні струму короткого замикання.

Опір, що виникає в зоні зіткнення контактних поверхонь, при подоланні струмом точок дотику, носить назву **перехідного опору** контактів. Іншими словами – це стрибкоподібне збільшення активного опору в результаті проходження струму через контакти в місці їх стикання.

За своїм призначенням і умовами роботи контакти можна розділити на дві основні групи - **розмикальні і нерозмикальні.**

Нерозмикальні в свою чергу поділяються на:

- нерухомі (жорсткі) контакти, в яких відсутнє пересування контактних частин одна відносно одної і які слугують для постійного з’єднання проводів та шин, відгалужень від них; вони виконуються зварюванням та за допомогою болтів;

- рухомі контакти, у яких має місце ковзання або кочення однієї контактної частини відносно іншої.

На рис. 7.1 наведені болтові з'єднання, виконані внапуск (а), внапуск з вигином шини «качкою» (б), встик за допомогою накладок (в), внапуск за допомогою стисків (г). Зварювання забезпечує більш надійні в порівнянні з болтовими контактні з'єднання шин і, отже, підвищує надійність ошинування загалом. Зварні з'єднання в порівнянні з болтовими менше трудомісткі і економічніші, оскільки вимагають менше шин через виконання з'єднань встик. Тому зварювання шин слід застосовувати у всіх випадках, за винятком тих, коли за умовами експлуатації необхідно мати з'єднувачі.

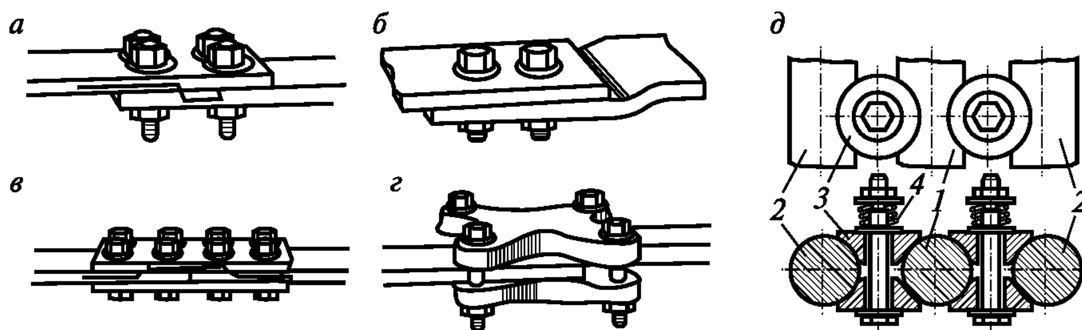


Рис. 7.1 Нерозмикальні болтові контакти:
а – внапуск; б – внапуск «качкою»; в – встик з накладками;
г – внапуск із затискачами; д - роликового типу:1-контактний стрижень; 2-нерухомі стрижні; 3-ролики; 4-пружини

На рис. 7.1, д, показано будову рухомих нерозмикальних контактів роликового типу. Рухомий контактний стрижень 1 переміщується вгору та вниз уздовж осі, зберігаючи при цьому контакт з нерухомими стрижнями 2 через конічні ролики 3, які

притискані до них пружинами 4. Кількість пар роликів вибирають відповідно до номінального струму апарата.

Розмикальні контакти можна класифікувати за видом контактних поверхонь, конструктивному виконанню та призначенню.

За видом контактних поверхонь конакти бувають:

- **поверхневими** (рис. 7.2, а), коли контакт утворюється при дотику двох площин 1 та 2;

- **лінійними** (рис. 7.2, б), коли контакт утворюється при дотику площини шини 1 з ребром 2 іншої шини, а також двох циліндричних поверхонь по їх загальною твірною;

- **точковими** (рис. 7.2, в), контакти яких утворюються при дотику сферичних поверхонь 2 або сфери 2 і площини 1.

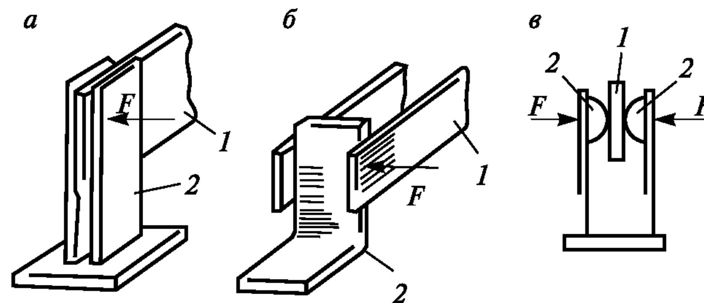


Рис. 7.2 Види контактних поверхонь:
а). поверхневі; б). лінійні; в). точкові:
1-рухомий контакт; 2-нерухомий контакт; F-сила натиску контактів

За конструктивним виконанням розрізняють:

- **плоскі пружинні контакти рублячого типу**, які складаються з пружинячих контактних стійок 1 (рис. 7.3, а), рухомого контактного ножа 2 та сталевої пружини 3, яка забезпечує при необхідності додатковий тиск в контактах. Регулювання тиску в контактах забезпечує шпилька 4;

- **торцеві контакти** (рис. 7.3, б), які мають в якості контактних частин: площину – торець стрижня, стрижень – стрижень, труба – труба, площина – торець труби, де рухомий контакт 4 виконується у вигляді мідної труби зі знімним латунним кінцевиком, а нерухомий контакт 5 також з знімним кінцевиком, з’єднанийз корпусом 9 гнучкими зв’язками 10, пружина 8 створює необхідний контактний тиск та запобігає жорстким ударампри вмиканні, коли обидва контакта продовжують рухатись вверх по направляючому стрижню 6, стискаючи пружину, яка впирається в ізолюючу пластмасову шайбу 7;

- **розетковий контакт з гнучкими зв’язками** (рис 7.3, в) складається з декількох контактних сегментів 12, які мають пружини 14 та з’єднуються струмовідними зв’язками 15 з контактоутримувачем 16 ; пружини впираються в кільце 13 та притискають сегменти до рухомого контакту 11, діаметр якого на небагато більше внутрішнього диаметра стиснутої розетки;

- **розетковий контакт без гнучких зв’язків** (рис 7.3, г) забезпечує електричний зв’язок рухомого контакта 19 з контактоутримувачем 17 через контактні сегменти 18, ніжні виступи 20 яких при вмиканні впираються у кільцеву виточку контактоутримувача;

- пальцеві контакти (рис 7.3, д) мають контактні латунні пальці 22, які закріплені на гнучких струмовідних пластинах 23 та притискаємі плоскими сталевими пружинами 24 до клинообразному ножу 21.

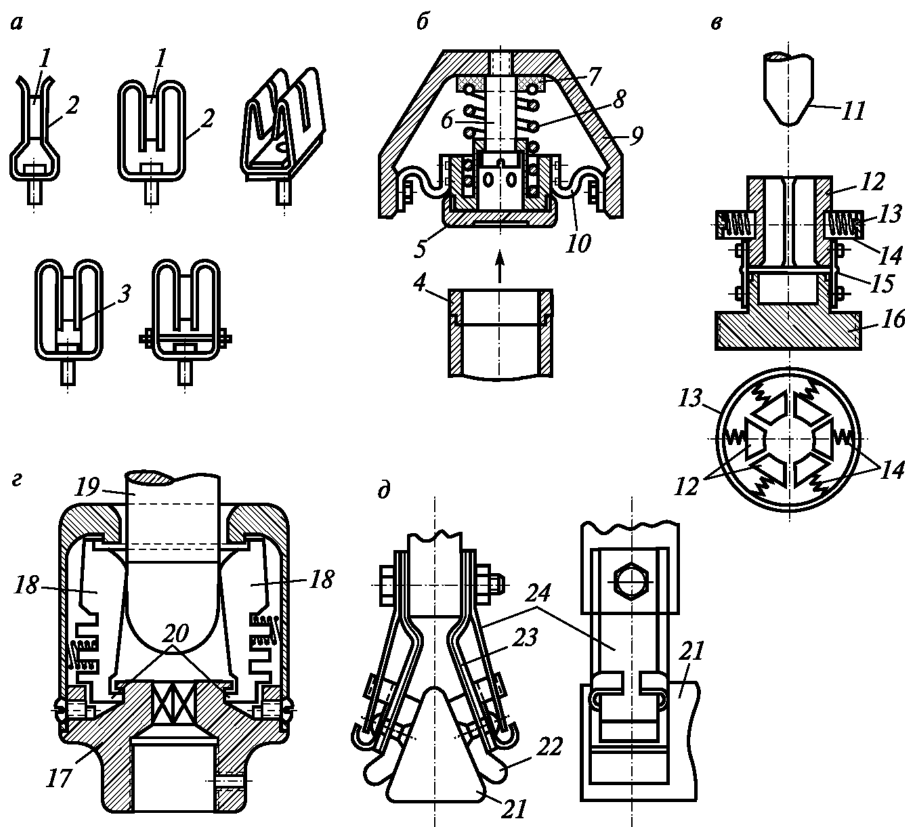


Рис. 7.3. Конструкції контактів, що розмикаються:
а — площинні пружинні типу, що рубає; б - торцеві; в - розеткові з гнучкими зв'язками; г - розеткові без гнучких зв'язків; д - пальцеві

За призначенням контакти бувають:

- **робочі**, які розраховані на тривале протікання робочих струмів навантаження;

-.**дугогасильні**, які вмикаються паралельно робочим контактам та призначені для розриву електричної дуги при розмиканні кола та захисту робочих контактів від дуги.

При наявності робочих та дугогасильних контактів в комутаційному апараті рухому систему виконують наступним чином:

При вимиканні спочатку розходяться робочі контакти, а дугогасильні деякий час залишаються замкнутими, а потім вони починають розмикатися, створюючи дугу, оберігаючи при цьому робочі контакти. Процес вмикання знійснюється у зворотній послідовності, спочатку вмикаються дугогасильні контакти, а потім робочі.

7.2 ВИНИКНЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ ПРИ РОЗРИВІ ЕЛЕКТРИЧНОГО КОЛА

Навколишнє повітря електрично нейтральне, тобто є діелектриком, тому що складається з нейтральних атомів та молекул. При розходженні контактів комутаційного апарату в момент його вимикання вони опиняються під різними електричними потенціалами. Наприклад, один з контактів опиняється під негативним потенціалом і є **катодом,** а інший контакт - під позитивним потенціалом і є **анодом.** Між ними утворюється електричне поле, під дією якого електрони вириваються з поверхні катода і перетворюються у вільні електрони. Цей процес має назву – **автоелектронна емісія**. Крім того, при розходженні контактів площина їх стикання зменшується, збільшується перехідний опір і, як наслідок, збільшується нагрівання контактів. У результаті цього на катоді з’являються сильно розжарені ділянки (температура катода досягає 3000 – 5000^0

С), які починають випромінювати електрони. Цей процес має назву – **термоелектронна емісія.** В результаті термоелектронної та автоелектронної емісії у міжконтактному проміжку (проміжок між контактами) з'являються вільні електрони.

Вільні електрони починають з відповідною швидкістю переміщуватись у напрямку до анода і на своєму шляху стикаються з атомами та молекулами повітря. Якщо в момент цього стикання електрон мав певний запас кінетичної енергії, то він спроможний вибити з молекули або атому один чи навіть кілька електронів. У результаті цього нейтральна частина перетворюється в **позитивний іон.** Цей процес має назву – **ударна іонізація.**

Якщо в момент стикання з атомом чи молекулою повітря електрон мав малий запас кінетичної енергії, то він " прилипне" до орбіти атома та перетворить його в **негативний іон.**

Під впливом цих факторів міжконтактний проміжок заповнюється позитивно та негативно зарядженими частинами, які складають іонізоване середовище – **газорозрядну плазму**, яка має високу провідність та температуру. Повітря втрачає свої діелектричні властивості (іонізується), і під дією прикладеної до контактів напруги міжконтактний проміжок пробивається та запалюється електрична дуга**.** Електрична дуга палає за рахунок **термоіонізації.**

Електрична дуга характеризується високою температурою (4000^0 С на поверхні та 9000^0 С у центрі). Під її дією частинки повітря знаходяться в постійному русі і взаємно стикаються. В результаті цього здійснюється їх розпад та створення вільних електронів та іонів.

Високі температури у стовбурі дуги призводять до інтенсивної термоіонізації, яка підтримує велику провідність плазми $\left[\gamma = 2500\frac{1}{\text{Ом}\cdot\text{см}}\right]$.

Термоіонізація – процес створення іонів за рахунок взаємодії молекул та атомів, які мають велику кінетичну енергію при високих швидкостях їх руху. Чим більше струм в дузі, тим менше її опір, а тому необхідна менша напруга для існування дуги, тобто дугу з великим струмом погасити важче.

При змінному струмі напруга джерела живлення змінюється синусоїдально, таким чином змінюється струм у колі. При цьому струм відстає від напруги приблизно на 90^0. Напруга на дузі не є постійною. При малих струмах напруга збільшується до величини напруги запалювання, а потім зі збільшенням струму в дузі та зростанням термічної іонізації напруга зменшується. В кінці полуперіоду, коли струм наближається до нуля, дуга погасає при напрузі гасіння. В наступний полуперіод явище повторюється, якщо не застосовані заходи для деіонізації між контактного проміжку.

Якщо дугу погасили будь-яким засобом, то напруга між контактами комутаційного апарату повинна відновитися до напруги живлячої мережі. Однак у колі присутні індуктивні, активні та ємнісні опори, внаслідок чого виникає перехідний процес, з'являються коливання напруги, амплітуда яких може значно перевищувати нормальну напругу. Тому для комутаційної апаратури дуже важливо, з якою швидкістю відновлюється напруга.

Підводячи підсумок, можна відмітити, що дуговий розряд розпочинається за рахунок ударної іонізації та емісії електронів з катоду, а після виникнення дуга підтримується термоіонізацією у стовбурі дуги.

Паралельно з іонізацією йде зворотній процес – **деіонізація.** Деіонізація здійснюється в результаті рекомбінації та дифузії іонів **(**відновлення)**.**

Рекомбінація– це процес взаємодії позитивно та негативно заряджених частинок, у результаті чого вони віддають один одному надлишок зарядів і перетворюються на нейтральні атоми та молекули.

Дифузія полягає в тому, що позитивно та негативно заряджені частинки вилітають з міжконтактного проміжку у довкілля, температура якого набагато менша температури

в міжконтактному проміжку. Внаслідок цього частинки втрачають свою енергію і, стикаючись між собою, рекомбінують (відновлюються) в нейтральні атоми чи молекули.

Якщо деіонізація буде відбуватись швидше за іонізацію, то дуга гасне. Але в реальних умовах, коли струм, що тече через дугу, досягає **10А** та більше, сама дуга не погасне. У цьому випадку необхідно застосовувати штучні засоби гасіння електричної дуги.

7.3 ГАСІННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ДУГИ

У вимикаючих апаратах необхідно не тільки розімкнути контакти, а й погасити електричну дугу, яка виникає між ними.

У колах змінного струму струм в дузі кожний полуперіод переходить через нуль. В ці моменти дуга погасає, але у наступний полуперіод вона може виникнути знову. Як показують дослідження, струм в дузі стає близьким до нуля раніше природного переходу через нуль. Це пояснюється тим, що при зниженні струму, енергія, що підводиться до дуги, зменшується, відповідно, зменшується температура дуги та припиняється термоіонізація. Тривалість безструмової паузи незначна (від десятків до декілька сотень мікросекунд), але це відіграє важливу роль у гасінні електричної дуги. Якщо розімкнути контакти у безструмову паузу та розвести їх достатньо швидко на відстань, яка б завадила пробою, то коло буде вимкнуте дуже швидко.

За час безструмової паузи інтенсивність іонізації значно зменшується, тому що немає термоіонізації. У комутаційних апаратах, крім того, застосовуються штучні засоби охолодження дугового простору та зменшення кількості заряджених частинок. Ці процеси деіонізації призводять до поступового збільшення електричної міцності проміжку.

Різке збільшення електричної міцності проміжку після переходу струму через нуль здійснюється головним чином за рахунок збільшення міцності біля катодного простору (в колах змінного струму 150-250 В). Одночасно збільшується відновлююча напруга. Якщо у будь-який момент проміжок не буде пробитий, дуга не відновиться після переходу струму через нуль. Якщо електричної міцності проміжку буде не достатньо, то електрична дуга відновиться.

Таким чином, задача гасіння електричної дуги зводиться до створення таких умов, при яких електрична міцність проміжка між контактами буде більшою за напругу між ними.

Процес зростання напруги між контактами комутаційного апарату може носити різний характер в залежності від параметрів кола, що комутується. Якщо коло, що вимикається, з переважанням активного опору, то напруга відновлюється за аперіодичним законом; якщо в колі переважає індуктивний опір, то виникають коливання, частоти яких залежать від співвідношення ємності та індуктивності кола. Процес коливання призводить до великої швидкості відновлення напруги, а чим більше швидкість, тим більше імовірність пробою проміжка та відновлення дуги. Для поліпшення умов гасіння дуги у коло струму, що вимикається, вводяться активні опори, тоді характер відновлюючої напруги буде аперіодичним.

У вимикаючих апаратах напругою до 1кВ застосовуються наступні засоби гасіння електричної дуги:

а) подовження дуги при швидкому розходженні контактів: чим довше дуга, тим більшу напругу необхідно мати для її існування.

Якщо напруга джерела буде менше, то дуга погасне.

б) поділ довгої дуги на кілька коротких дуг.

Якщо довгу дугу затягти у дугогасильну гратку з металевих пластин, то вона поділяється на кілька коротких дуг. Кожна коротка дуга буде мати своє падіння напруги. В сумі загальне падіння напруги буде перевищувати напругу джерела - і дуга погасне (рис. 7.4, а).

в) гасіння дуги у вузьких щілинах.

Вузька щілина створюється дугостійким матеріалом, і завдяки стиканню з холодними поверхнями здійснюється інтенсивне охолодження та дифузія заряджених частинок в оточуюче середовище. Це призводить до швидкої деіонізації та гасіння дуги.

г) рух дуги у магнітному полі.

Електрична дуга – це провідник зі струмом. Якщо дуга знаходиться у магнітному полі, то на неї діє сила, яка визначається за правилом лівої руки. Якщо створити магнітне поле, спрямоване перпендикулярно вісі дуги, то вона одержить поступальний рух і буде затягнута у середину щілини дугогасильної камери, де вона і погасне. Останні два засоби використовуються також у вимикаючих апаратах напругою вище 1кВ (рис. 7.4, б,в).

У вимикаючих апаратах вище 1 кВ застосовуються наступні засоби гасіння електричної дуги:

а) гасіння дуги в маслі.

Якщо контакти вимикаючого апарату розташувати в маслі, то дуга, що виникла при розмиканні, призведе до інтенсивного газоутворення та випаровування масла. Навколо дуги виникає газовий пузир, який складається в основному з водню, (70 – 80%). Швидкий розклад масла призводить до збільшення тиску в пузирі, що покращує її охолодження та деіонізацію. Водень має високі дугогасильні властивості; стискаючись безпосередньо з стовбуром дуги, він сприяє її деіонізація. Всередині газового пузиря здійснюється безперервний рух газу та парів масла (рис. 7.4, г).

б) газоповітряне дуття.

Охолодження дуги поліпшується, якщо створити напрямок руху газів – дуття. Дуття вздовж чи поперек дуги сприяє проникненню газових частинок в її стовбур, і інтенсивній дифузії та охолодженню дуги (рис. 7.4 ,д). Газ створюється при розкладі масла дугою (масляні вимикачі) чи твердих газогенеруючих матеріалів (автогазове дуття). Більш ефективне дуття холодним неіонізованим повітрям, яке надходить зі спеціальних балонів стиснутого повітря (повітряні вимикачі).

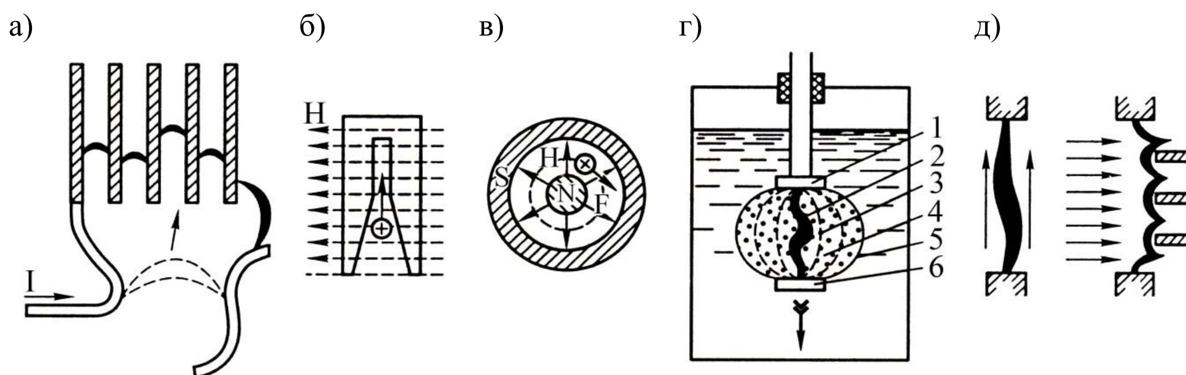


Рис. 7.4 Засоби гасіння електричної дуги:
а) ділення довгої дуги на короткі; б) затягування дуги в вузьку щілину дугогасильної камери; в) обертання дуги в магнітному полі; г) гасіння дуги в маслі; д) газоповітряне дуття;
1 - нерухомий контакт; 2 – стовбур дуги; 3 – оболонка водню; 4 – зона газу; 5 – зона парів масла; 6 – рухомий контакт.

в) багаторазовий розрив кола струму.

Вимкнення великого струму при високих напругах дуже важке. Тому застосовують багаторазовий розрив дуги у кожній фазі. Такі вимикачі мають кілька гасильних пристроїв, розрахованих на частину номінальної напруги. Наприклад, вимикачі на 35 кВ мають два розриви на фазу, а вимикачі на 110 кВ – 4 розриви.

г) гасіння дуги в вакуумі.

Високорозряжений газ (10^{-4} – 10^{-8} Н/см^2) має електричну міцність у десяток разів більшу, ніж газ при атмосферному тиску. Якщо контакти розмикаються у вакуумі, то відразу ж після першого проходження струму в дузі через нуль проміжна міць відновлюється і дуга не запалюється знову. Ці властивості вакууму застосовуються в вакуумних комутаційних пристроях.

д) гасіння дуги в газах високого тиску.

Повітря при тиску 2МПа та більше також має високу електричну міцність. Це дозволяє створити компактні пристрої для гасіння дуги стиснутим повітрям. Ще більш ефективне використання високоміцних газів, наприклад, шестифтористої сірки (SF_6). Шестифориста сірка (елегаз) має не тільки велику електричну міць в порівнянні з повітрям чи воднем, але й кращими дугогасильними властивостями навіть при атмосферному тиску. Елегаз використовується в елегазових комутаційних апаратах.

При гасінні дуги постійного струму не можна застосовувати сильні деіонізаційні засоби, наприклад, трансформаторне масло, елегаз, тому що у цьому випадку здійснюється дуже швидке зниження струму та різко збільшується ЕРС самоіндукції, яка виникає на індуктивних елементах кола при зміні струму у колі зі швидкістю *dI/dt*:

$$e_L = -L\frac{dI}{dt}, \tag{7.1}$$

де L– сумарна індуктивністьелементів кола, що вимикається, Гн;

I– струм у колі, що вимикається, А;

t – час зменшення струму, с.

В результаті цього вимикання кіл постійного струму супроводжується великими перенапругами. ЕРС самоіндукції виконує роль автоматичного регулятора у колі з електричною дугою: змінюючись за величиною та знаком в залежності від зміни струму, вона одночасно впливає на змінювання цього струму.

Напруга на дуговому проміжку буде значно (у три, чотири рази) перевищувати напругу джерела живлення. При цьому стає нестійкою робота самого комутаційного апарата і збільшується імовірність відновлення електричної дуги; суттєво погіршуються умови роботи ізоляції. Ідеальним за умовами роботи міг бути вимикач, здатний вимикати електричне коло за мінімальний час, не створюючи при цьому перенапруг.

Деякі наближення до цього реалізуються, якщо вимикач доповнити діод ним розрядним пристроєм ДПР. ДПР являє собою послідовне з’єднання потужного діоду та розрядного резистора. У нормальному режимі роботи струм через розрядний резистор не тече, тому що діод закритий. Однак в процесі вимикання струму, коли він починає знижуватись, ЕРС самоіндукції, що наводиться в індуктивності L, прагне підтримати струм на певному рівні та відкриє діод. Розрядний струм під дією ЕРС наведе в індуктивності L проти ЕРС, запобігаючи підвищенню напруги в електричному колі та збільшуючи вимикаючу здатність вимикача.

Реалізація засобу виконання ДПР можлива у тому випадку, якщо індуктивність в основному зосереджена в одному місці електричного кола. В інших випадках виконують схеми та засоби приєднання ДПР, які відповідають конкретним схемам та умовам роботи електричних кіл.

Крім вище наведеного засобу гасіння електричної дуги існують ще два:

- перший – збільшення опору дуги шляхом прискорення деіонізації дугового проміжку;

- другий – збільшення активного опору кола, що вимикається.

В більшості вимикачів, які експлуатуються, використовується перший засіб шляхом використання для цього дугогасильних камер, в яких деіонізація дугового проміжку здійснюється подовженням дуги та поділом її на дрібні дуги у повздовжньому та поперечному напрямках. Однак в останні роки розроблені дугогасильні камери вимикачів, в яких у коло дуги, що подовжується, автоматично вмикається активний опір.

Підводячи підсумок, можна впевнено стверджувати, що при створенні більш потужних вимикачів будуть враховуватись всі існуючі засоби гасіння електричної дуги, тобто тільки комбінація різних засобів гасіння може дозволити створити вимикачі постійного струму зі значною вимикаючою здатністю (60 кА та більше).

7.4 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ

Електричні апарати – електротехнічні пристрої, призначені для керування потоками електричної енергії з метою зміни режимів роботи, регулювання параметрів, контролю й захисту електроустановок. Як правило, електричні апарати функціонують за допомогою комутації (включення й відключення) електричних кіл з різною частотою, починаючи від нечастих та нерегулярних значень до періодичних високочастотних, наприклад, в імпульсних регуляторах напруги.

Розрізняють електричні апарати низької напруги – напругою до 1000 В і електричні апарати високої напруги – напругою вище 1000 В. Електричні апарати низької напруги також класифікують за величиною струму, що комутується: **слабо-струмові – до 10 А** та **сильно-струмові – понад 10 А.**

Апарати низької напруги умовно поділяють на наступні види:

– апарати керування та захисту – автоматичні вимикачі, контактори, реле, пускачі електродвигунів, перемикачі, рубильники, плавкі запобіжники, кнопки керування й інші апарати, що управляють режимами роботи електроустановок і здійснюють їх захист;

– апарати автоматичного регулювання – стабілізатори і регулятори напруги, струму, потужності та інших параметрів електричної енергії;

– апарати автоматики – реле, датчики, підсилювачі, перетворювачі та інші апарати, що здійснюють функції контролю, посилення й перетворення електричних сигналів.

Електричні апарати як низької, так і високої напруги звичайно є конструктивно закінченими технічними пристроями, що реалізують певні функції й розраховані на різні умови експлуатації.

За принципом роботи електричні апарати поділяють на **контактні та безконтактні**.

Контактні електричні апарати мають рухливі контактні частини, і в них вплив на коло керування здійснюється шляхом замикання або розмикання цих контактів.

Безконтактні електричні апарати не мають рухливих контактів. Такі апарати здійснюють керування шляхом зміни своїх електричних параметрів (індуктивності, ємності, опору тощо).

Контактні апарати можуть бути **автоматичними, напівавтоматичними та неавтоматичними.**

Автоматичними є апарати, що працюють залежно від заданого режиму роботи електричного кола та незалежно від дій оператору. До автоматичних комутаційних апаратів належать: реле, контактори і магнітні пускачі.

Неавтоматичними є апарати, робота яких залежить тільки від дій оператора. Ними можна керувати дистанційно або безпосередньо (вони є ручними). Неавтоматичні комутаційні апарати (апаратура ручного керування): кнопкові, важільні, поворотні, пакетні вимикачі, рубильники, перемикачі, реостати, контролери, пульти. Наприклад, пускові (призначені для тимчасового проходження по них струму) і регулювальні реостати (призначені для тривалого проходження по них струму) застосовують для пуску і регулювання частоти обертання електродвигунів. Контролери дають змогу запускати електродвигуни і регулювати частоту обертання їх у ширших межах, ніж реостати.

Проміжними є **напівавтоматичні** апарати, частина операцій у яких виконується при втручанні оператора, а частина автоматично. Коли апарат здійснює яку-небудь дію, то говорять, що "апарат спрацьовує".

Більшість електричних апаратів призначена для здійснення якої-небудь однієї функції. Наприклад, рубильники служать тільки для включення і відключення установок. Існують апарати, що виконують кілька функцій. Такі електричні апарати називаються **комплектними.**

В електричних апаратах використовуються різні фізичні явища: вплив магнітного поля на феромагнітні тіла, взаємодія електричного струму з магнітним полем, виникнення ЕРС і вихрових струмів у масивних провідних тілах у змінному магнітному полі тощо.

Будова і дія різних електричних апаратів залежать від їх призначення. Проте можна виділити кілька частин, що є спільними для різних електричних апаратів. Це електричні контакти, магнітопроводи, котушки (обмотки), пружини, а також деякі деталі електроізоляційних матеріалів. Багато електричних апаратів мають пристрої, призначені для гасіння електричної дуги, яка виникає при розмиканні контактів. Такий пристрій найчастіше виготовляють у вигляді камери або шайб, зроблених з фібри. Фібра має властивість під дією електричної дуги виділяти гази, які сприяють її швидкому гасінню.

До апаратури керування електроустановками ставлять такі загальні вимоги:

- надійність дії;
- безпека обслуговування;
- тривалий строк служби;
- простота виготовлення монтажу та експлуатації;
- невеликі габарити;
- мале споживання електричної енергії самими апаратами;
- невисока вартість.

В системі передавання електричної енергії від електростанції до споживача необхідним елементом є силові трансформатори. Передавання великої потужності на відстані, особливо на далекі, практично може бути виконане тільки при відносно невеликому значенні струму і, відповідно, при високій напрузі. Силовий трансформатор являє собою пристрій (апарат), який слугує для перетворення змінного струму однієї напруги у змінний струм іншої напруги.

Електромагнітні процеси, які відбуваються в трансформаторах, аналогічні ідентичним процесам в електричних машинах, основні співвідношення, які характеризують робочий процес трансформатора, можна застосувати і в електричних машинах, а теорія безколекторних асинхронних машин може бути зведена до теорії трансформатора. Тому силові трансформатори відносять до електричних машин, хоча вони не мають рухомих частин, наявність яких характерна для будь-якої машини.

Електричний апарат високої напруги (АВН) – це електротехнічний пристрій, який призначений (у залежності від вимог, що до нього пред’являються) для керування електричними установками та колами, їх захисту або контролю.

Електричні апарати поділяються на :

1. Комутаційні апарати, які призначені для розмикання та замикання електричного кола; у залежності від призначення вони поділяються на підгрупи :

а) апарати для комутації (вмикання та вимикання) електричного кола, яке знаходиться тільки під напругою, тобто в умовах, коли по ньому не тече електричний струм (**роз'єднувачі, відокремлювачі**);

б) апарати для заземлення окремих ділянок електричного кола (**заземлювачі**);

в) апарати тільки для замикання кола під навантаженням (**короткозамикачі**);

г) апарати для комутації електричного кола з вимиканням струму, який не перевищує номінальний струм апарата (**вимикачі навантаження**);

д) апарати тільки для вимикання електричного кола при струмах перевантаження та струмах короткого замикання (**запобіжники**);

е) апарати для комутації електричного кола при нормальному та аварійному режимах його роботи (**вимикачі**).

2. Обмежувальні апарати, які призначені для обмеження струму короткого замикання (**реактори** та **струмообмежувальні запобіжники**) або для обмеження перенапруг (**розрядники** та **обмежувачі перенапруг**).

3. Апарати, які призначені для живлення вимірювальних кіл та кіл релейного захисту, автоматики, сигналізації та для ізоляції їх від високої напруги (трансформатори струму та напруги).

За кліматичним виконанням АВН поділяються на апарати, що можуть експлуатуватися у макрокліматичних районах які наведені нижче:

На суходолі, річках та озерах

З помірним кліматом……………………………………………………У (N)
З помірним та холодним…………………………………………УХЛ (NF)
З вологим тропічним……………………………………………………ТВ (TH)
З сухим тропічним……………………………………………………ТС (TA)

Загальнотропічне виконання

З сухим та вологим тропічним кліматом……………………………Т (T)

Загальнокліматичне виконання

З будь-яким кліматом на суходолі, крім надхолодного……………О (U)

З морським кліматом

З помірно – холодним морським…………………………………….М (M)
З тропічним морським………………………………………………ТМ (MT)
З помірно – холодним морським та тропічним морським………ОМ (MU)

Всекліматичне виконання

У всіх районах на суходолі та морі, крім районів
з надхолодним кліматом……………………………………………..В (W)

Латинські літери у дужках відповідають позначенням кліматичних районів, які прийняті в країнах Євросоюзу.

З місцем установки апарата в експлуатації АВН поділяються на п'ять основних категорій розташування :

Категорія 1 (апарати зовнішньої установки) – на відкритому повітрі.

Категорія 2 – під навісом або у приміщеннях, де коливання температури та вологості повітря не суттєво відрізняється від коливань їх на відкритому повітрі та відбувається відносно вільне проникнення зовнішнього повітря.

Категорія 3 (апарати внутрішньої установки) – у закритих приміщеннях з природною вентиляцією без штучного регулювання кліматичних умов, де коливання температури та вологості повітря та вплив піску і пилу є набагато меншим, ніж на відкритому повітрі.

Категорія 4 (апарати внутрішньої установки) – у приміщеннях з штучним регулюванням кліматичних умов.

Категорія 5 (апарати внутрішньої установки) – у приміщеннях з підвищеною вологістю.

Крім основних категорій розташування мають місце додаткові категорії.

Категорія 1.1 – до експлуатації у приміщеннях категорії 4, а роботи в умовах категорії 4 та в інших умовах, у тому числі на відкритому повітрі.

Категорія 2.1 – вбудовані елементи у середині комплектних виробів категорій 1, 1.1, 2 конструкція яких виключає конденсацію вологи на вбудованих елементах.

Категорія 3.1 – у приміщеннях, що нерегулярно опалюються.

Категорія 4.1 – у приміщеннях з кондиціонуванням повітря.

Категорія 4.2 – у лабораторіях, капітальних житлових та інших приміщеннях подібного типу.

Категорія 5.1 – вбудовані елементи у середині комплектних виробів категорії 5, конструкція яких виключає конденсацію вологи на вбудованих елементах.

Поєднання кліматичного виконання та категорії розташування є видом кліматичного виконання (наприклад, У3, УХЛ1 та інше) та ставиться у кінці позначення типу виробу.н

7.5 РУБИЛЬНИКИ, ПЕРЕМИКАЧІ, ПАКЕТНІ ВИМИКАЧІ

Рубильники призначені для ручного увімкнення та вимкнення низьковольтних електричних кіл постійного та змінного струму. Це найбільш прості та широко поширені апарати для кіл з номінальним струмом до 1000 А.

За способом керування — рубильники можуть бути з центральною рукояткою (Р) або з бічною (РБ), а також з центральним важельним приводом (РПЦ) або з боковим (РПБ).

За кількістю полюсів розрізняють однополюсні, двохполюсні, триполюсні та чотирьохполюсні рубильники.

За місцем установки — рубильники випускаються з розташуванням на лицьовій або на задній стороні щита. Рубильники, установлені на лицьовій стороні, можуть мати переднє та заднє приєднання проводів.

До позначення типу рубильника крім літер входять цифри, що вказують число полюсів, номінальний струм та інші дані. Наприклад, Р16 означає, що це рубильник однополюсний, на 600 А.

На рис. 7.5, а зображений триполюсний рубильник з центральною рукояткою та переднім приєднанням проводів. На панелі 4 із ізоляційного матеріалу кріпляться нерухомі контактні стійки 5 з губками. Рухомі контактні ножі 3 шарнірно зв'язані з нижніми стійками. З'єднувальна ізоляційна планка 2 з рукояткою керування 1 об'єднує ножі між собою та забезпечує їх одночасне розмикання з верхніми контактними стійками 5 при відключенні та замикання - при включенні. Відкриті рубильники такого типу служать для відключення електричних кіл з метою створення видимого розриву кола при ремонтних роботах. На рис. 7.5, б показаний рубильник з важільним приводом. Рухомий контактний ніж 9 обертається в шарнірній стійці 10, створюючі розрив з нерухомим

контактом 7. Дугогасильна камера 8 забезпечує гасіння електричної дуги, що виникає при розмиканні контактів. Це відбувається при повороті рукоятки керування на лицьовій панелі шафи навколо осі 6, при цьому тяга 11 переміщується праворуч і передає рух ножам 9 всіх полюсів, об'єднаним валом. Контактна система рубильника розташована в середині шафи, що робить операції з рубильниками безпечними для персоналу.

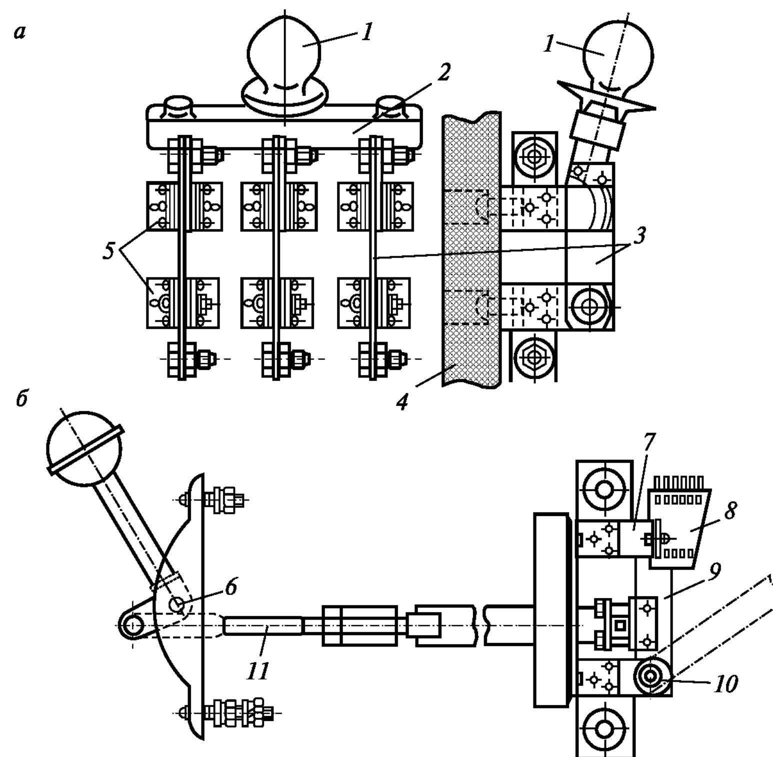


Рис. 7.5 Триполюсний рубильник:
а - з центральною рукояткою; б - з важільним приводом

Перемикачі призначені для почергового вмикання та відключення низьковольтних електричних кіл.

Конструктивно вони відрізняються від рубильників додатковими нерухомими контактними стійками і двосторонніми ножами (рис. 7.6, а). В позначеннях перемикачів замість бук х ви Р (рубильник) букви Р (рубильник) ставиться П (перемикач). Наприклад, ППЦ -перемикач з важільним центральним приводом.

Пакетні вимикачі мають те саме призначення, що рубильники та перемикачі і в багатьох випадках замінюють їх застарілі конструкції. Пакетні вимикачі дозволяють надійно вмикати і відключати низьковольтні електричні кола при значних струмах завдяки подвійному розриву дуги в кожному полюсі, гасіння дуги в закритій камері дугогасіння та значної швидкості розмикання контактів. Пакетний вимикач (рис. 7.6, б) має чотири пластмасових диски (пакета) 2, у вирізи яких вставлені нерухомі контакти 3 (по два на кожен полюс). Замикання та розмикання контактів здійснюється контактним містком 1, що отримує обертання від рукоятки 6, на одному валу з якою він знаходиться. Три робочих пакети та один холостий збираються разом і стягуються шпильками, пропущеними через 4 канали. Вимикач забезпечений пружинним механізмом миттєвого перемикання, який поміщений у кожусі 5.

На рис. 7.6, в показаний пакетний кулачковий вимикач, призначений для почергового замикання одного з трьох електричних кіл одного пакета. На основі вимикача змантовано два пакети I та II, всередині яких розташовані по три полюси контактної системи з контактами 7. При повороті рукоятки 14 повертається вал 12 та

закріплений на ньому кулачок 13. При попаданні штока 8 у виїмку кулачка контактний місток 10 під дією пружини 9 замикається з контактом 11. При відтисканні штока 8 виступом кулачка контакти розмикаються і дуга, що виникла, гаситься в закритому просторі пакета. Пакетні вимикачі не забезпечують видимого розриву кола, тому у деяких колах встановлюють рубильники.

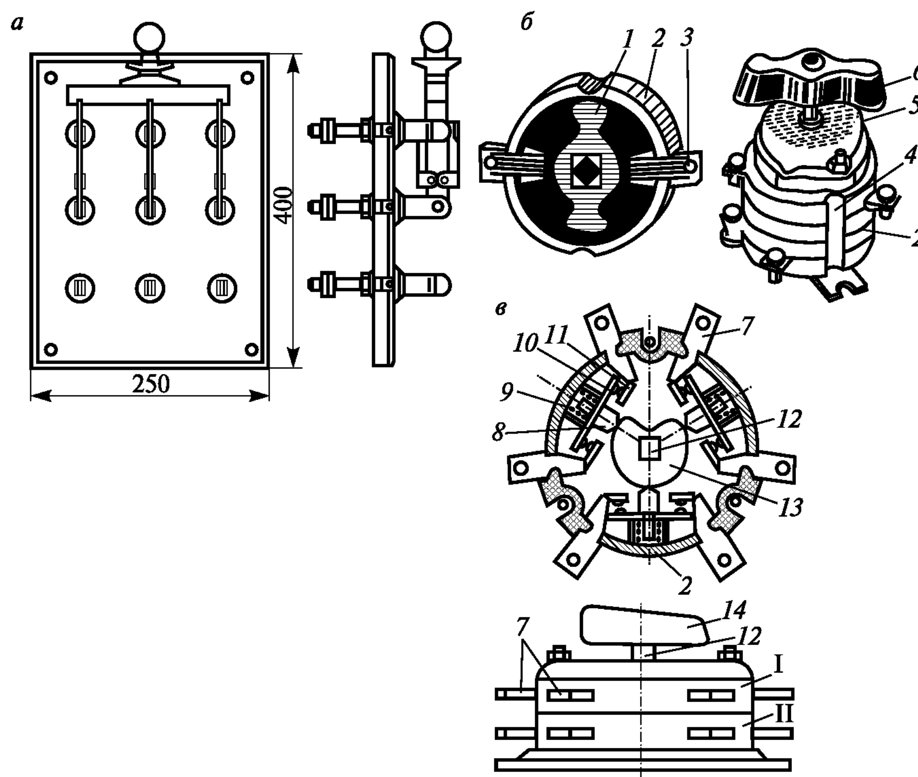


Рис. 7.6 Комутаційні апарати:
а - перемикач; б та в - пакетні вимикачі

7.6 МАГНІТНІ ПУСКАЧІ ТА КОНТАКТОРИ

Магнітні пускачі і контактори служать для дистанційного керування об'єктами електроустановок напругою до 1 кВ, що знаходяться на деякій відстані (дистанції) від пункту управління.

Магнітні пускачі — комутаційні апарати, призначені для дистанційного пуску та зупинки низьковольтних електродвигунів, а також для захисту їх від струмів перевантажень. Магнітні пускачі, що дають змогу вмикати двигун лише в одному напрямі обертання, називають **нереверсивними**. Магнітні пускачі, за допомогою яких можна змінювати напрям обертання електродвигуна, називають **реверсивними** (вони складаються з двох нереверсивних пускачів, об'єднаних конструктивно).

На рис. 7.7, а наведена в спрощеному вигляді конструкція магнітного пускача. Він розташовується на металевій основі 1. Нерухомі контакти 2 та рухомі контактні містки 8 розташовуються в дугогасильній камері 10. При включенні пускача на котушку електромагніта 5 подається напруга. При протіканні струму по котушці 5 намагнічується сердечник 4 і притягається якір 6, повертаючи важіль якоря навколо осі O_1 і поборюючі при цьому зусилля зворотної пружини 7. Для пом'якшення ударів якоря 6 по сердечнику 4 використовується амортизуюча пружина 3. При повороті важеля якоря за допомогою пружини 9 відбувається замикання контактів 2 та 8, в колі виникає струм, який протікає через нагрівальний елемент теплового реле 11.

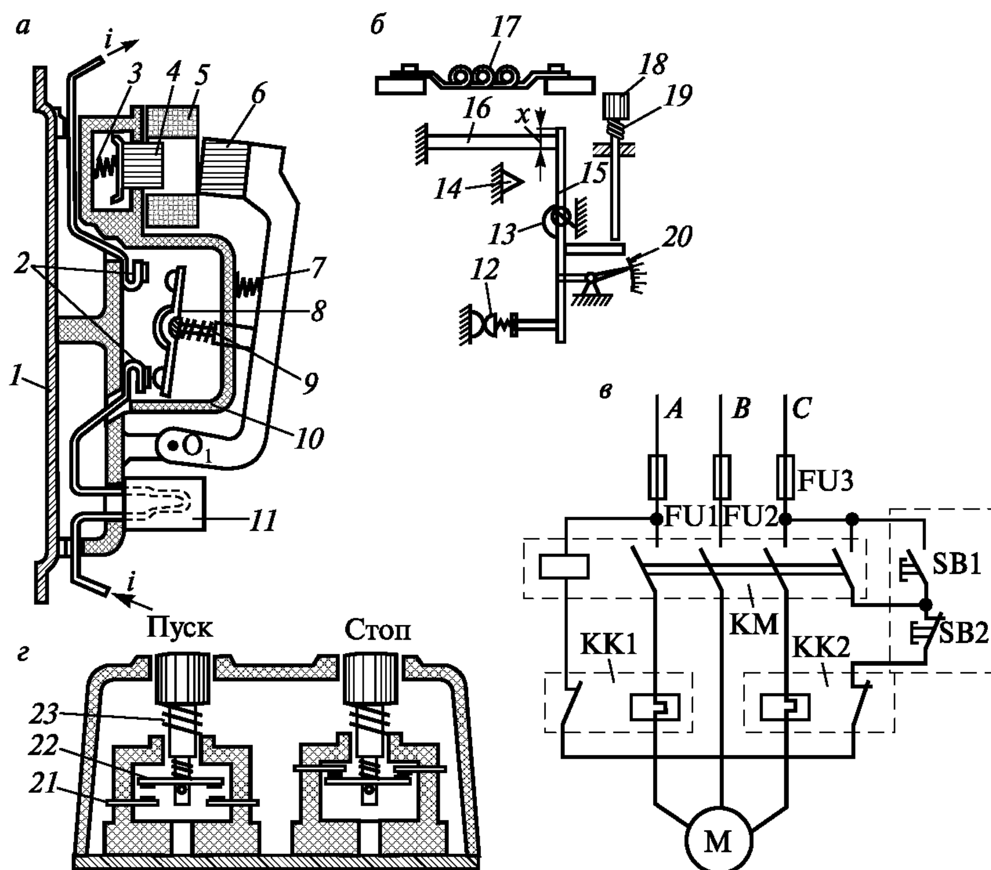


Рис. 7.7 Магнітний пускач:
а - конструкція; б - теплове реле; в - схема керування асинхронним електродвигуном; г - кнопкова станція

Ескіз біметалевого теплового реле показано на рис. 7.7, б. Розмикання контактів 12 реле відбувається під дією пружини 13 в той момент, коли згинається при нагріванні біметалева пластина 16 та звільнить клямку 15. Нагрівальний елемент 17, по якому протікає струм фази електродвигуна, виділяє при перевантаженні необхідну кількість тепла. Упор 14 обмежує хід засувки 15 при розмиканні контактів.

Механічна система реле не забезпечує автоматичного замикання контактів після охолодження біметалевої пластини. Повернення реле у вихідне положення здійснюється вручну натисканням кнопки 18, забезпеченої пружиною 19.

Регулювання струму уставки теплового реле здійснюється за допомогою регулювального важеля 20, який переміщується за шкалою, розташованою на лицьовій панелі реле. Переміщення важеля вниз призводить до збільшення відстані *x*, на яке повинна прогнутись біметалева пластина 16, щоб звільнити засувку 15. Чим більше *x*, тим більше потрібен струм в нагрівальному елементі для спрацьовування реле та відключення двигуна.

Схема управління трифазним асинхронним електродвигуном за допомогою магнітного пускача наведено на рис. 7.7, в. У силове коло електродвигуна послідовно включені: плавкі запобіжники FU1, FU2, FU3, призначені для захисту електродвигунів від струмів К.З. (так як магнітні пускачі не розраховані на їх відключення); головні контакти пускача; нагрівальні елементи теплових реле КК1, КК2 (крім фази В). В коло управління, підключену на лінійну напругу UАС, входять послідовно з'єднані кнопки SB1 (ПУСК) та SB2 (СТОП), контакти теплових реле КК1 та КК2, обмотка пускача КМ.

При натисканні кнопки SB1 утворюється коло включення: фаза А - запобіжник FU1 - контакт реле КК1 - контакт реле КК2 - контакт кнопки SB2 - контакт кнопки SB1 - запобіжник FU3 - фаза С. При протіканні струму по котушці КМ замикаються головні контакти пускача і на обмотки електродвигуна подається трифазна напруга.

Щоб двигун не зупинився при відпусканні кнопки SB1 та розмиканні її контакту, паралельно йому підключені блокувальні контакти пускача КМ, через які струм йде після включення пускача. Для відключення двигуна необхідно натисканням кнопки SB2 розімкнути коло котушки пускача, який разімкне свої контакти, в тому числі і блокувальний контакт. Після відпускання кнопки коло управління залишиться розімкнутим блокувальними контактами та контактами кнопки SB1. Аналогічно відбувається відключення двигуна в результаті спрацьовування теплових реле КК1 та КК2.

Включення та відключення магнітних пускачів здійснюється дистанційно за допомогою кнопкових станцій (рис. 4.16). При натисканні кнопки «ПУСК» контакти 21 та 23 замикаються, «СТОП» - розмикаються. Пружина 23 служить для повернення контактної системи вихідний стан після відпускання кнопки.

Розглянемо приклади маркування магнітних пускачів: ПА 314 магнітний пускач третьої величини, виконання відкрите, реверсивний, з електротепловим реле; ПА 621 магнітний пускач шостої величини, виконання захищене, нереверсивний, без електротеплового реле.

Вибирати магнітний пускач потрібно за такими даними: номінальна сила струму, номінальна напруга й умови експлуатації потрібне чи не потрібне захищене виконання, чи є потреба в реверсуванні і наявності електротеплового реле.

Пускачі серій ПА та ПАЕ використовують переважно для керування електродвигунами, установленими на металообробних та інших верстатах. Пускачі серії ПМЕ застосовують для керування асинхронними трифазними двигунами з короткозамкненим ротором.

Тип пускача позначають сполученням літер і цифр. Літери означають серію, а цифри величину (габаритні розміри), особливості виконання, наявність або відсутність електротеплового реле і можливість реверсування:

перша цифра, що стоїть після літер, означає величину пускача (чим вона більша, тим більші габаритні розміри пускача); магнітні пускачі серії ПМЕ мають величину 0; 1 або 2, а серії ПА – 3-6;

друга цифра означає відкрите виконання (1) або захищене (2);

за третьою цифрою можна одночасно визначити, пускач нереверсивний (1 або 2) чи реверсивний (3 або 4) і чи має він електротеплове реле (2 або 4), чи не має (1 або 3).

Контактори - комутаційні апарати, призначені для дистанційного керування електричними колами постійного та змінного струму в електроустановках напругою до 1 кВ при частих вмиканнях та вимкненнях.

Контактори змінного струму за принципом дії не відрізняються від магнітних пускачів. Основні їх відмінності — інше конструктивне виконання та відсутність у контакторів теплових реле. У контакторах змінного струму застосовують магнітні системи клапанного (рис. 7.8, а) і прямоходового (рис. 7.8, б) типів.

Магнітопровід 4 та якір 1 набирають із пластин електротехнічної сталі, які стягують шпильками, розклепаними на кінцях. В електромагнітах клапанного типу якір має шарнірне з'єднання з важелем, той у свою чергу шарнірно пов'язаний з основою контактора. В контакторах прямоходового типу виключаються шарнірні з'єднання, що дозволяє отримати високу механічну стійкість до зносу. При подачі напруги на котушку 2 якір 1 притягується до магнітопроводу 4 відбувається замикання місткових контактів 6 з двома розривами на кожен полюс. Застосування місткових контактів у контакторах (магнітних пускачах) напругою до 380 В, як правило, виключає необхідність спеціальних

дугогасних камер. Завдяки двом розривам кола на фазу дуга гасне в закритих камерах при першому переході струму через нуль. Амортизаційні пружини 5 знижують силу удару склепування поверхонь сердечників, а короткозамкнуті витки 3 на кінцях полюсів магнітопроводу усувають вібрацію якоря. Пружина 7 служить для створення додаткового зусилля в контактах.

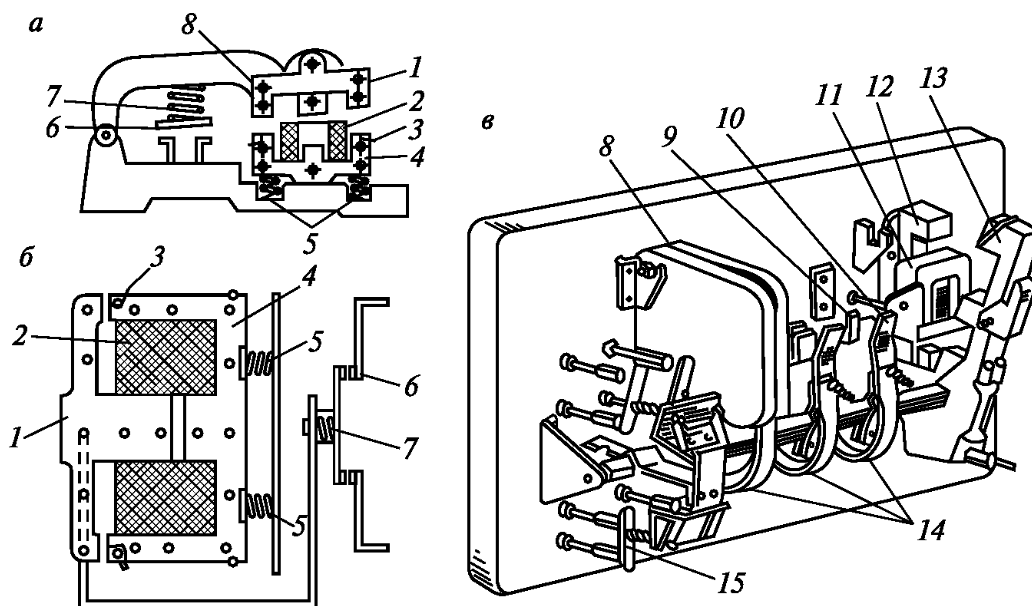


Рис. 7.8 Контактори змінного струму:
а - схема контактора клапанного типу; б - те саме прямоходового типу;
в - загальний вигляд контактора клапанного типу

На рис. 7.8, в показаний контактор з електромагнітною системою клапанного (поворотного) типу, що складається з нерухомого сердечника 12 з обмоткою 11 та рухомого якоря 13. При проходженні по обмотці 11 струму якір 13 притягується до сердечника 12.

Рухомі головні контакти 10 притискаються до нерухомих 9. Для швидкого гасіння дуги контакти розміщуються в дугогасильних камерах 8 (з двох фаз камери зняті) з дугостійкого ізоляційного матеріалу, в яких розміщені спеціальні грати зі сталевих пластин.

Електричний зв'язок рухомих контактів 10 з їх виводами на тильній стороні ізоляційної панелі, що є основою контактора, виконана гнучкими стрічковими пакетами з гнучкої мідної фольги 14. Зліва на валу рухомої системи контактора закріплена стійка з рухомими блокувальними контактами 15. Такі контактори розраховані на струми від 100 до 600 А і застосовуються для дистанційного керування електричними ланцюгами великої потужності.

Контактор постійного струму рис. 7.9. Такі контактори розраховані на струми від 100 до 600 А та застосовуються для дистанційного керування електричними колами великої потужності.

Контактори постійного струму призначаються для включення та відключення силових електричних кіл постійного струму напругою до 220 В при частих перемиканнях та до 440 В при рідкісних. Випускаються вони як в одно-, так і в двополюсному виконанні. Принципова конструкція однополюсного контактора наведена на рис. 7.9.

При замиканні кнопки SB1 (рис. 7.9) на контактні виводи 13 котушки 15 контактора подається напруга U, під дією якої виникає струм та створюється магнітний потік Ф. Якір

10 притягується до сердечника 14 котушки15 , контакти 6 замикають коло, в якому виникає струм I.

При цьому важіль рухомого 7 контакту, повертаючись навколо точки А, стискає пружину 8. Остання забезпечує силу натискання між контактами Fк. Стиснена при включенні пружина 11 створює зусилля Fв, що прагне повернути якір у вихідний стан. Для утримання якоря у притягнутому вигляді по котушці повинен постійно протікати струм. Для цього блокувальний контакт12 шунтує кнопку SB1, яку можна відпустити, і струм в ланцюгу котушки збережеться.

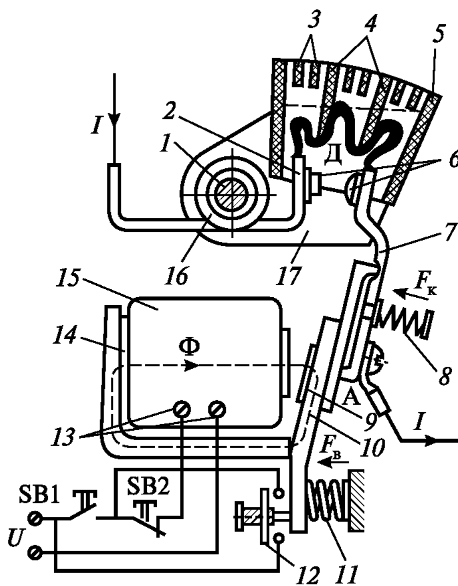


Рис.7.9 Контактор постійного струму

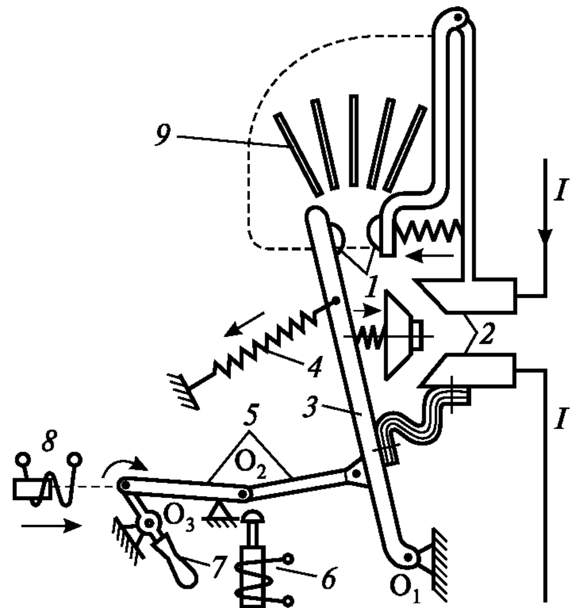


Рис. 7.10 Принципова конструкція автоматичного вимикача

Для відключення контактора необхідно розімкнути ланцюг котушки кнопкою відключення SB2. Під дією пружини 11 якір повернеться у вихідний стан. Між контактами 6 виникає дуга, яка силами магнітного duття виштовхується в дугогасильну камеру 5. Магнітний потік у сердечнику 1 створюється при проходженні струму I по котушці магнітного дуття 16 та замикається через дугу між щоками 17 магнітної системи. Дуга в камері Д розтягується ізоляційними перегородками 4 та охолоджується. Полум'єгасна решітка 3 із сталевих омеднених пластин дозволяє нейтралізувати електричні заряди, що містяться в полум'ї дуги. У процесі гасіння дуга відразу переходить на дугогасильні роги нерухомого 2 та рухомого контактів 7, тому робочі контакти 6 не оплавляються.

У магнітних системах контакторів немагнітний зазор між якорем і сердечником створюється магнітною прокладкою 9, що запобігає «залипанню» якоря при відключенні котушки від мережі.

Тип контактора позначають сполученням літер:

КП, КН, КПП і КПД - контактори постійного струму;

КВ, КТ, КТП або КНТ - контактори змінного струму.

Крім того, за допомогою додаткових літер і цифр зазначають:

перша цифра – серія;

друга цифра - виконання головних контактів: 1 - один замикаючий контакт, 2 - два замикаючих контакти, 3 - один розмикаючий і один замикаючий контакти;

третя цифра - величину контакту: 1 - до 63А, 2 - до 100А, 3 - до 160А, 4 - до 250А; 5 - до 630А;

перша літера після цифр - індекс чергової модифікації;

друга літера після цифр - кліматичні умови експлуатації;

остання цифра - середовище, в якому контактор призначений для роботи: 1 - на відкритому повітрі, 2 - під навісом, 3 - у приміщенні.

Розглянемо приклад: КПД – 121ЕУЗ - контактор постійного струму, призначений для керування крановим електроустаткуванням, серії 100, має два замикаючих контакти першої величини, нормально працює в помірному кліматі в приміщенні.

7.7 АВТОМАТИЧНІ ВИМИКАЧІ

Автоматичний вимикач (автомат) призначений для вмикання та вимикання електричних кіл та електрообладнання в нормальному режимі, а також для захисту від великих струмів, що виникають при короткому замиканні та перевантаженні. Крім того автомат захищає кола від зникнення або зниження напруги мережі.

Основною частиною автоматичних вимикачів є реле. Реле з механізмами вимикання, що належать до нього, називають розчіплювачем. Автоматичні вимикачі бувають з електромагнітними, електротепловими та комбінованими розчіплювачами.

На відміну від магнітного пускача, автоматичний вимикач не може використовуватись для автоматичних систем, що використовують електричні керувальні сигнали. Він також не забезпечує реверса електродвигуна. Автоматичний вимикач часто використовують для тривалого ввімкнення нереверсивних електродвигунів. Він також може використовуватися замість перемикача в схемах з магнітним пускачем.

При виборі автоматичного вимикача спочатку розраховують номінальну силу струму кола, потім перевіряють, щоб граничне значення сили струму спрацювання теплового розчіплювача було більше від номінального значення сили струму кола. Якщо вимикач використовують для керування електричним двигуном, то струм спрацювання електромагнітного розчіплювача має бути не менший 125 % пускового струму двигуна.

Роль захисних елементів, що реагують на відхилення тієї чи іншої контрольованої величини від свого нормального значення, виконують розціплювачі. В автоматах можуть бути встановлені такі розчіплювачі:

- максимального струму, що спрацьовують миттєво при струмі К.З. у колі;
- мінімальної напруги, що спрацьовують у разі зниження або зникнення напруги;
- зворотного струму, які спрацьовують при зміні напрямку струму в колі постійного струму;
- незалежні (ні від яких параметрів електричного кола), які служать для дистанційного відключення автоматів;
- теплові, що застосовуються для захисту від перевантажень (на кшталт теплових реле пускачів);
- комбіновані, що включають електромагнітні та теплові розчіплювачі одночасно.

Автоматичні вимикачі забезпечуються механізмом вільного розчеплення (МВР), який дозволяє забезпечити відключення автомата в процесі включення або після нього.

На рис. 7.10 схематично представлена конструкція автоматичного вимикача, що має дугогасильні 1 та головні 2 контакти. Головні контакти, що виконуються з міді, мають малий перехідний опір та можуть тривало пропускати великий струм. Дугогасильні контакти виконуються з металокераміки та включаються паралельно головним.

Вмикання автомата здійснюється вручну при повороті рукоятки 7 за годинниковою стрілкою навколо осі O_3 або дистанційно електромагнітним приводом 8. При цьому важелі 5 механізму вільного розчеплення переміщують вправо контактний важіль 3, долаючи зусилля пружини, що відключає 4 . При повороті важеля 3 навколо осі O_1 замикаються дугогасильні контакти 1 стискаючи свою амортизаційну пружину, потім -

головні 2. Включений автомат стає на защипку при переміщенні шарнірного з'єднання O_2 вниз.

Відключення автомата здійснюється вручну шляхом повороту рукоятки проти годинникової стрілки або автоматично та дистанційно при протіканні струму по обмотці відключаючого електромагніту розчіплювача 6. Його сердечник переміщує шарнір O_2 вгору, і жорстка система важелів 5 «ламається» по шарніру. Пружина 4 відключає вимикач. Виникаюча між контактами 1 дуга гаситься в дугогасильній камері шляхом поділу на ряд дуг металевими пластинами 9 .

Загальний вигляд автоматичного вимикача з комбінованим розчепювачем показано на рис. 7.11, а. Він зібраний у пластмасовому корпусі, має металевий цоколь з резьбою, за допомогою якого ввертається в різьбову гільзу основи запобіжника.

Вмикання автомата вручну здійснюється натисканням кнопки 1 (рис. 7.11, б), відключення-кнопки 2. При включеному автоматі струм протікає від центрального контакту 10 через нерухомі контакти 6 та 11, з'єднані контактним містком 5, біметалеву пластину 12, гнучкий зв'язок 1 електромагнітного розчіплювача 15 до різьбової гільзи 7.

При короткому замиканні сердечник електромагніта 16 втягується вниз, важіль засувки 3 повертається навколо осі O_1, звільняючи важіль 4 . Рухлива система вимикача під дією стиснутої пружини 9 переміщається вгору, штовхач 8 розмикає контакти. При тривалому перевантаженні біметалічна пластина 12 нагрівається та згинається, штифт засувки 13 переміщається вліво, звільняючи важіль 4, який повертається навколо осі O і автомат відключається.

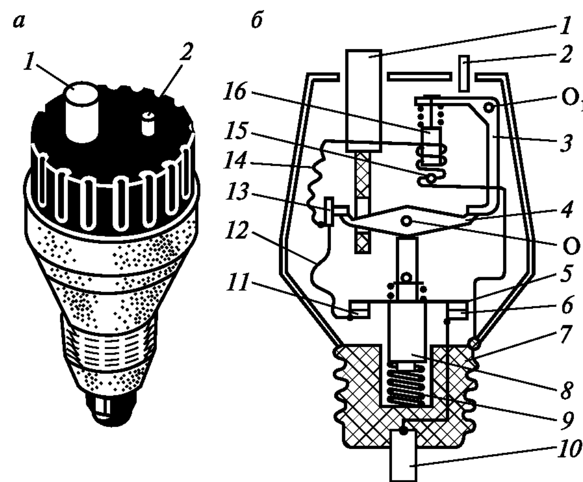


Рис 7.11 Різьбовий автоматичний вимикач:
а - загальний вигляд; б - принцип дії

Широкого поширення набули автоматичні вимикачі, у яких ручне керування здійснюється за допомогою рукоятки 8 (рис. 7.12).

Вимикач складається з електромагнітного розчіплювача максимального струму 1, корпусу 2, контактів 3, вивідних затискачів 4, дугогасної камери 5, механізму вільного розчеплення 6, кришки 7, регулятора теплового реле 9.

Рукоятка управління 8 є одночасно покажчиком положення вимикача: верхнє положення - вимикач включений, нижнє - відключений.

Таким чином, автоматичні вимикачі є як комутаційними, так і захисними апаратами низьковольтних електричних кіл.

При виборі автоматичного вимикача спочатку розраховують номінальну силу струму кола, потім перевіряють, щоб граничне значення сили струму спрацювання теплового розчіплювача було більше від номінального значення сили струму кола. Якщо

вимикач використовують для керування електричним двигуном, то струм спрацювання електромагнітного розчіплювача має бути не менший 125 % пускового струму двигуна.

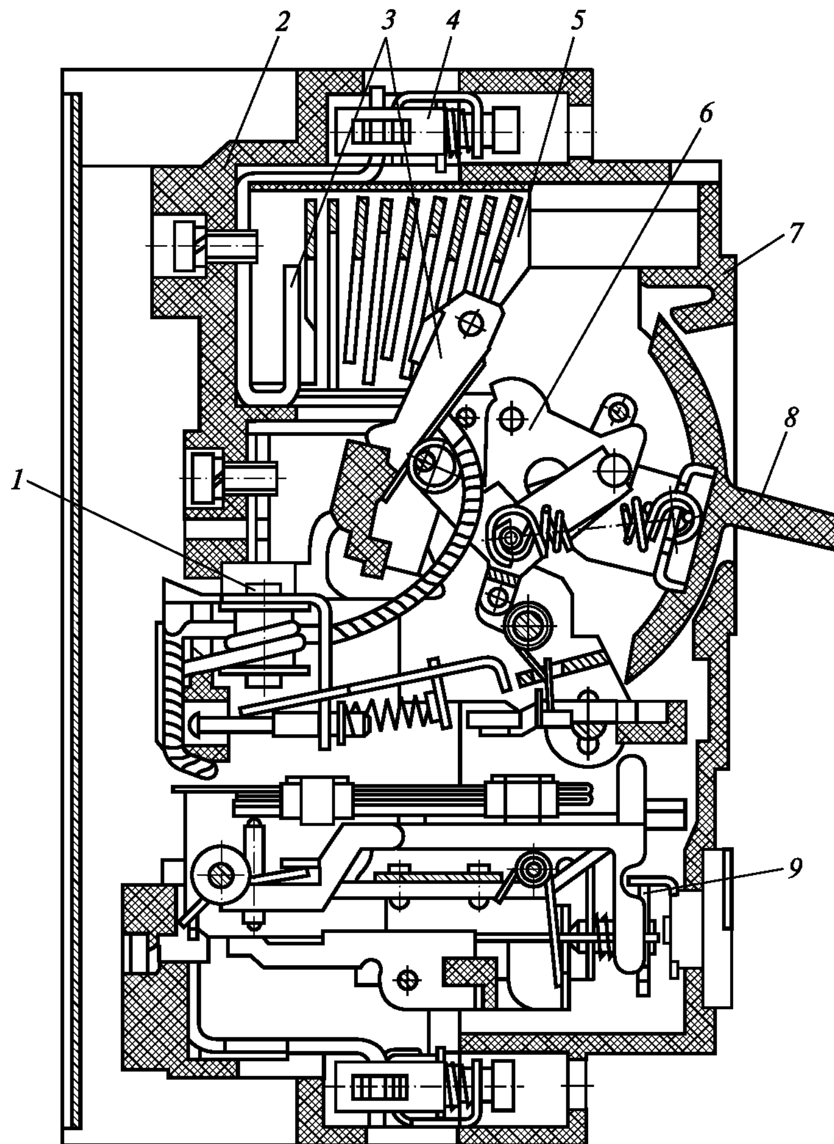


Рис. 7.12 Автоматичний вимикач з рукояткою управління

7.8 ЗАПОБІЖНИКИ

Електричні запобіжники мають забезпечувати нормальну роботу електроприймачів протягом тривалого проходження по них номінального струму і негайне вимкнення їх при коротких замиканнях, а також перевантаженнях. Вони використовуються для захисту від струмів К.З. та перевантажень як низьковольтних, так і високовольтних електричних кіл.

Широкого поширення набули пробкові та трубчасті запобіжники напругою до 1кВ типів ПР-2, ПН-2, НПН (трубчасті) та ПРС (пробкові). Пробкові запобіжники застосовуються для захисту малопотужних кіл електричного освітлення, опалення, електродвигунів та ін.

Трубчасті запобіжники без наповнювача типу ПР – 2 (рис. 7.13, а) є розбірними. Патрони цих запобіжників 5 виконуються з товстостінної фібрової трубки, на кінці якої насаджені латунні обойми з різьбою для запобігання її розриву.

Різьба служить для загвинчування ковпачків 9 , що забезпечують герметизацію запобіжника. Плавка вставка 6 кріпиться гвинтами до контактних ножів 4. У запобіжників на струми до 60А контактних ножів немає, їх замінюють ковпачки, які при загвинчуванні притискають плавку вставку до спеціальної шайби, чим забезпечується її кріплення та гарний контакт. Запобіжник вставляється ножами у контактні стойки 3. Тиск контактному з'єднанні забезпечується сталевими пружинами 2. Болти 1 служать для приєднання провідників.

Плавка вставка 6 виготовляється з листового цинку, стійкого проти корозії, у вигляді пластини з вирізами, що зменшують переріз у певних місцях, де відбувається її перегорання. При появі електричної дуги фіброва трубка виділяє гази, що деіонізують дугу та створюють у патроні тиск, що сприяє ефективному гасіння дуги.

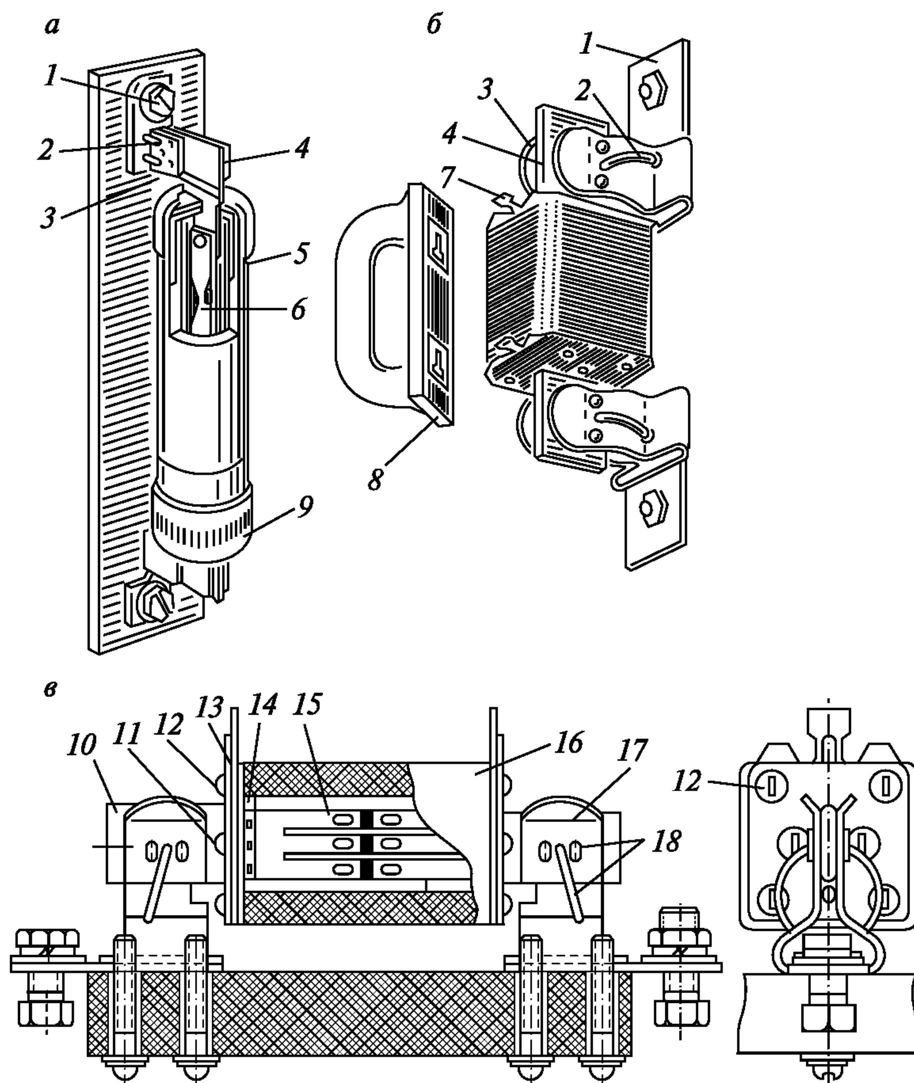


Рис. 7.13 Запобіжники напругою до 1 кВ:
а – ПР - 2; б – ПН - 2; в - внутрішня будова ПН - 2к

Запобіжники розбірні з наповнювачем типу ПН - 2 призначені для захисту кіл напругою 380В змінного та 220В постійного струму (рис. 7.13, б). Контактні стійки 3 своїми основами 1 із затискачами для кріплення проводів встановлюються на ізоляційній плиті. Запобіжник контактними ножами 4 вставляється у стійки 3 . Пружини 2 забезпечують необхідне контактне натискання. Виступи 7 служать для зняття запобіжника під напругою за допомогою спеціальної ізоляційної рукоятки 8 з вирізами

для захоплення виступів 7 запобіжника.

Наповнювачем у запобіжнику є кварцовий пісок. Він добре поглинає тепло, охолоджує гази, в результаті чого дуга деіонізується та гаситься настільки швидко, що струм не встигає досягти максимального значення, яке мало б місце в колі, що захищається за відсутності в ньому такого запобіжника. Запобіжники з наповнювачем мають струмообмежувальну властивість та мають менший час відключення кола, ніж трубчасті без наповнювача.

На рис. 7.13, в показано внутрішню будову запобіжника ПН-2. Фарфорова трубка 16 квадратна зовні і кругла всередині, має по кутах чотири різьбові отвори, в які вгвинчуються гвинти 12, що кріплять пластинки 13. До цих пластин гвинтами 11 приєднані диски 14 з привареними з одного боку мідними плавкими вставками 15, а з іншого-ножами 10. Для збільшення контактного натискання контактних стійок 17 на ножі служать сталеві кільця 18. Плавка вставка має прямокутну форму з поздовжніми вирізами, що знижують її перетин. У місцях звуження напаяні олов'яні кульки, які, розплавляючись, відіграють роль розчинника міді з високою температурою плавлення (1080 °C). При розплавленні плавкою вставки дуга горить у вузькому каналі, енергійно охолоджується кварцовими піщинками та деіонізується з їхньої поверхні. Переплавлену плавку вставку замінюють новою. Використаний кварцовий пісок можна залишити, якщо він не спікся і не відволожився. При збиранні запобіжника після заміни плавкої вставки необхідно забезпечити герметичність, щоб у нього не могло проникнути вологе повітря. Запобіжник ПН-2 можна перезаряджати багаторазово.

Насипні нерозбірні запобіжники типу НПН - 2 одноразової дії застосовуються в електричних колах, де перевантаження і КЗ дуже рідкі.

В електроустановках напругою від 6 до 35 кВ знайшли застосування запобіжники типів ПК внутрішньої та ПКН зовнішньої установки з кварцовим заповненням для захисту силових кіл; ПКТ - для захисту трансформаторів напруги всередині переміщення та ПКТН - зовні.

Запобіжник ПК-10 на напругу 10 кВ (рис. 7.14, а) змонтований на основі 7, до якій кріпляться два опорних ізолятора 1. На ізоляторах закріплені контактні губки 4 з упорами 3. У губках встановлюється фарфоровий або скляний патрон 6, який фіксується замком 5. Затискачі 2 служать для приєднання проводів електричного кола, в яку вмикається запобіжник.

Фарфорова трубка 10 патрона 6 має на кінцях латунні ковпачки 9. Він заповнений чистим кварцовим піском 13, який охоплює плавку вставку 11 з одного або декількох мідних дротів, намотаних на керамічну ребристу основу 14 (для запобіжників на струм до 7,5А (на рис. 7.14, б) або виконаних у вигляді спіралей 12 (для запобіжників струмом вище 7,5А на рис. 7.14, в).

На спіральні плавкі вставки напаюються олов'яні кульки. При нагріванні дроту до температури плавлення олова (232°C) починається розчинення дротів міді в олові та відбувається спрацьовування запобіжника, яке фіксується покажчиком 16 . Вказівна спіраль 15 перегорає слідом за плавкою вставкою, покажчик 16 виштовхується пружиною назовні, сигналізуючи про перегорання запобіжника. Кришка 8 герметично запаюється.

Патрон запобіжника ПКТ відрізняється тим, що має плаву вставку з одного константанового дроту, який намотаний на керамічну основу, і не має покажчика спрацьовування. Перегорання плавкої вставки ПКТ визначається за приладами, що приєднуються до вторинної обмотки трансформатора напруги, що захищається. Завдяки малому перерізу плавкої вставки запобіжники ПКТ мають значний струмообмежуючий ефект та здатні відключати струми КЗ у колах, де потужність КЗ досягає 1000 МВ·А.

Газогенеруючі запобіжники ПВТ (запобіжник вихлопний для захисту силових трансформаторів) призначені для зовнішньої установки в мережах напругою 35 та 110

кВ замість знятих з виробництва запобіжників ПСН.

На рис. 7.28 показаний запобіжник ПВТ 35. У корпусі 1 патрона розташовані вініпластові трубки 2 і 3, з'єднані між собою сталевими патрубками 4, а також плавка вставка 5, прикріплена одним кінцем до струмопровідного стрижня 6, другим - до гнучкого провідника 7 з наконечником 8.

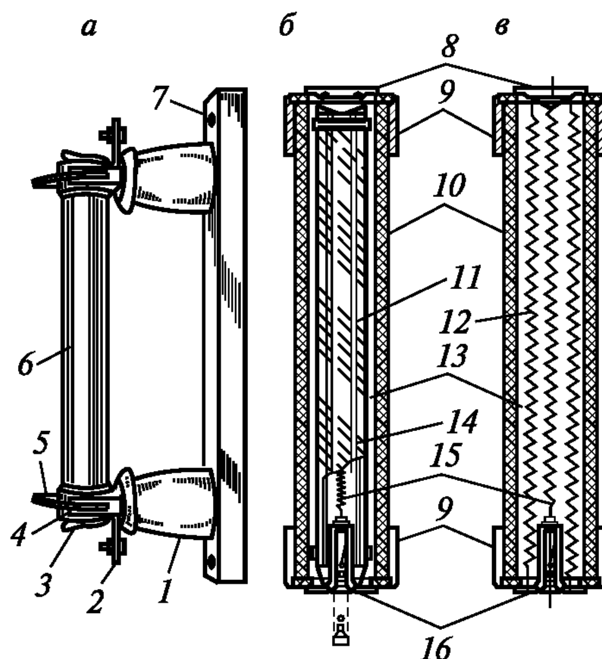


Рис. 4.27. Запобіжник ПК 10:
а - загальний вигляд; б і в - конструкція патрона

Патрон встановлюється на основі запобіжника (рис. 7.29), що складається з рами 1, двох опорних ізоляторів 2 з верхньою 3 та нижньою головками 4, що мають затиски для кріплення провідників. На нижній головці 4 укріплений контактний ніж 5, зчеплений з наконечником патрона та забезпечений пружиною, що відключає.

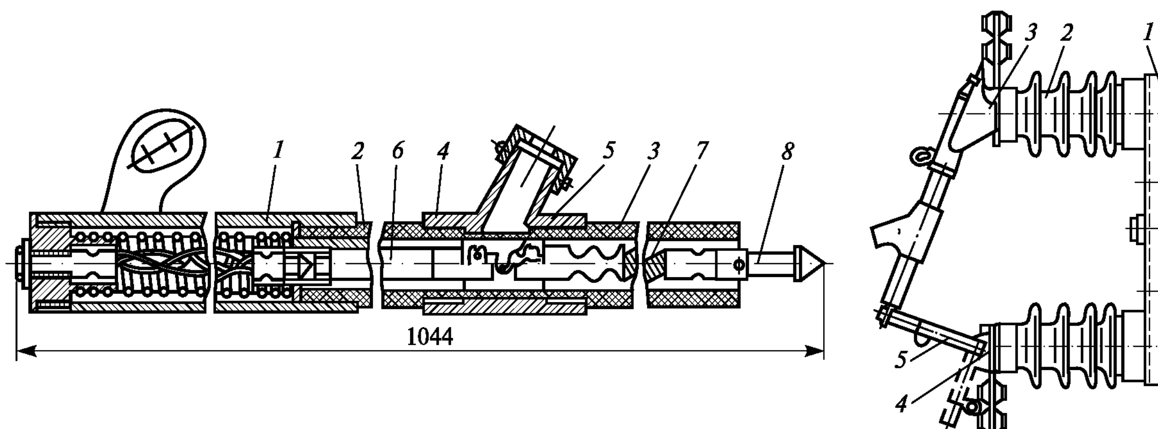


Рис. 7.28 Запобіжник ПВТ - 35

Рис. 7.29 Установка запобіжника ПВТ – 35

При перегоранні плавкої вставки контакт під дією пружини повертається навколо вісі вниз, витягаючи за собою гнучкий провідник 7 (див. рис. 7.28). Під дією дуги вініпластові трубки виділяють газ, тиск у патроні підвищується до 10-25 МПа і дуга

гаситься в потоці газу, що створює поздовжнє дуття через ніжній отвір і поперечний - через клапан бокового отвору патрона.

Спрацьовування запобіжника супроводжується звуковим ефектом, схожим на постріл, тому його також називають стріляючим. Гасіння дуги відбувається в момент переходу струму через нуль, тому перенапруга не виникає.

Вибираючи запобіжник, спочатку визначають номінальне значення сили струму, який має тривалий час проходити по захищеній ділянці кола ($I_{Н}$) та максимальний струм, що проходить на цій ділянці при пуску електроприймача ($I_{П}$), наприклад, електродвигуна.

Номінальне значення сили струму плавкої вставки ($I_{В}$) має бути більшою за максимальний струм, що проходить на цій ділянці при пуску електроприймача ($I_{П}$). Тобто номінальне значення сили струму плавкої вставки ($I_{В}$) має відповідати таким вимогам:

1) $I_{В} \geq I_{Н}$;

2) $I_{В} \geq I_{Н}/2,5$ - при тривалості процесу пуску менше 10 с і $I_{В} \geq I_{П}/2,5$ при тривалості процесу пуску більше 10 с;

3) запобіжник має негайно спрацьовувати при короткому замиканні на ділянці кола, яку він захищає (вибірковість, тобто селективність роботи запобіжника).

Для запобіжників прийняті такі номінальні струми: 2; 2,5; 3,2; 5; 6,3; 8; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 630; 800; 1000 А. Запобіжники з номінальними струмами більше 200А відносять до струмообмежуючих запобіжників.

7.9 БЕЗКОНТАКТНІ КОМУТАЦІЙНІ ПРИСТРОЇ

На заміну традиційних комутаційних апаратів, які мають контакти та пристрої для гасіння електричної дуги почали використовуватись безконтактні апарати. Безконтактні комутаційні апарати базуються на властивостях напівпровідників [10].

В силових колах для вимикання струму застосовуються пристрої на основі тиристорів. Тиристор – напівпровідниковий прилад, що керується, який складається з чотирьохшарового кристалу кремнію зі структурою p-n-p-n. Зовнішні виводи від крайніх шарів слугують катодом та анодом, а вивід від однієї внутрішньої базової області – керуючим електродом.

Якщо на керуючий електрод подається струм то тиристор, який знаходиться під анодною напругою, переходить у стан провідності.

Коло залишається увімкнутим весь час, поки надходять керуючі імпульси. При їх відсутності запирання тиристорів здійснюється автоматично після проходження змінного струму у силовому колі через нуль. Тобто, час вимкнення становить півперіоду (0,01 с), що у 10-20 разів менше, ніж у традиційних комутаційних пристроїв.

В запертому стані тиристор витримує певну напругу („зворотня напруга”). Гальванічний зв’язок вимкнутих частин кола зберігається внаслідок недоліку напівпровідникового контакту, тобто в колі тече струм стікання. Цей недолік усувають шляхом застосування послідовно у коло контактного апарату, який вимикає коло у вимкнутому стані.

Особливістю тиристорів є підвищене падіння напруги на напівпровідниковому контакті, що призводить до значного виділення потужності та нагріву контакту. Напівпровідникові прилади потребують інтенсивного охолодження – повітряного або водяного.

В якості блоку управління, який створює керуючі імпульси можуть використовуватись схеми з магнітними підсилювачами або модуляторами імпульсів.

На цих властивостях тиристорів будується конструкція однофазного силового ключа для комутації змінного струму.

Тиристори *VS1, VS2* вмикаються зустрічно-паралельно, синхронні з анодною напругою, але тиристор *VS1* проводить струм першу половину періоду, а *VS2* – другу половину періоду (рис. 7.30)

Імпульси керування формуються з анодних напруг тиристорів. Якщо на аноді тиристора *VS1* позитивна напівхвиля напруги, то при замиканні контактів *К1* реле *К* через діод *VD1* та резистор *R2* пройде імпульс струму керування на керуючий електрод тиристора *VS1*. В результаті тиристор *VS1* увімкнеться, анодна напруга спаде практично до нуля, тому сигнал керування зникне, але тиристор залишається у провідному стані до переходу струму через нуль. В наступний полуперіод аналогічно вмикається тиристор *VS2*. Поки контакти реле *К* будуть увімкнені, тиристори будуть автоматично по черзі вмикатися. Цим забезпечується проходження струму від джерела до навантаження.

Тиристорні ключі є основою схем тиристорних пускачів (рис. 7.30). Силові тиристори *VS1-VS6* комутують струм. Контакти *К1-К3* управляють реле *К*, яке увімкнено через роздільний трансформатор Т, випрямляч *UZ1* та транзистор *VT* до основної мережі. При запуску натисканням кнопки *SBC* замикається коло реле *К*, яке вмикає свої контакти *К1, К2* та *К3* в колах тиристорних ключів, і силове коло замикається через тиристори *VS1-VS6*.

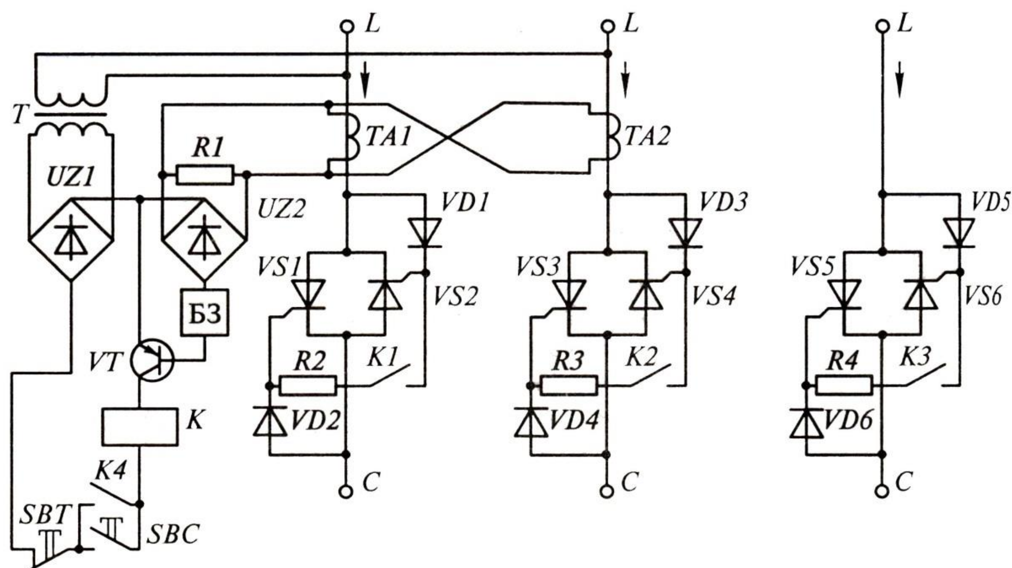


Рис. 7.30 Тиристорний пускач

При зупинці електродвигуна натисканням кнопки *SBT* розмикається коло реле *К*, контакти *К1-К3* розмикаються, керуючі імпульси не проходять на тиристори та при переході струму через нуль вони закриваються. Управління може виконуватись автоматично.

Трансформатори струму *ТА1, ТА2* подають сигнал перевантаження в блок захисту (БЗ), який, впливаючі на базу транзистора, знімає живлення з реле К, тобто вимикає пускач.

Розглянемо функціональну схему пускача ПБЗ-3И (рис. 7.31). Пускач складається з наступних пристроїв:

- плати фільтрів (ПФ);
- плати живлення (ПП);
- силових тиристорних плат (ПС1;ПС2);
- плати процесору.

Мережна напруга змінного струму 380В від двох фаз А та В подається через плату фільтрів ПФ на плату живлення ПП, яка виробляє необхідну напругу для роботи інших

пристроїв пускача. Крім того, плата живлення ПП має два додаткових нестабілізованих джерела постійного струму 24В для живлення зовнішнього навантаження (24.1V, 24.2V).

Силові тиристорні плати призначені для підключення силового навантаження до живлячої мережі змінного струму та складаються з двох пар тиристорів кожна, які увімкнені за зустрічно-паралельною схемою. Конструктивно силові плати ПС1 та ПС2 розташовані на радіаторах, які виконують функцію елемента корпуса. Силові плати мають демпферні RC-кола та варисторний захист силових елементів від короткочасних перевантажень по напрузі та струму. Для зниження комутаційних завад в пускачі реалізована схема вмикання силових елементів в момент переходу напруги мережі через нуль („нуль-контроль").

Процесор має гальванічний поділ від силових плат ПС1, ПС2 (ГР1). Він приймає сигнали управління, сигнали від мікроперемикачів та формує вихідні сигнали „Аварія" та „Помилка". Вхідні та вихідні сигнали проходять до процесора через елементи гальванічного поділу (ГР2, ГР3). Програмне забезпечення пускача забезпечує обробку вхідних дискретних сигналів та надання вихідних сигналів на управління силових кіл ПС1 та ПС2. Сигнали від двох трансформаторів струму (ТТ1 та ТТ2) надходять на вхід аналого-цифрового перетворювача процесора, що забезпечує контроль та вимірювання струму електродвигуна та формування процесором сигналу вимкнення для силових плат при спрацьовуванні захисту. Крім того, процесор забезпечує роботу каналу інтерфейсу RC232 (роз'єм „Пульт") та світлову індикацію роботи та відмов пускача.

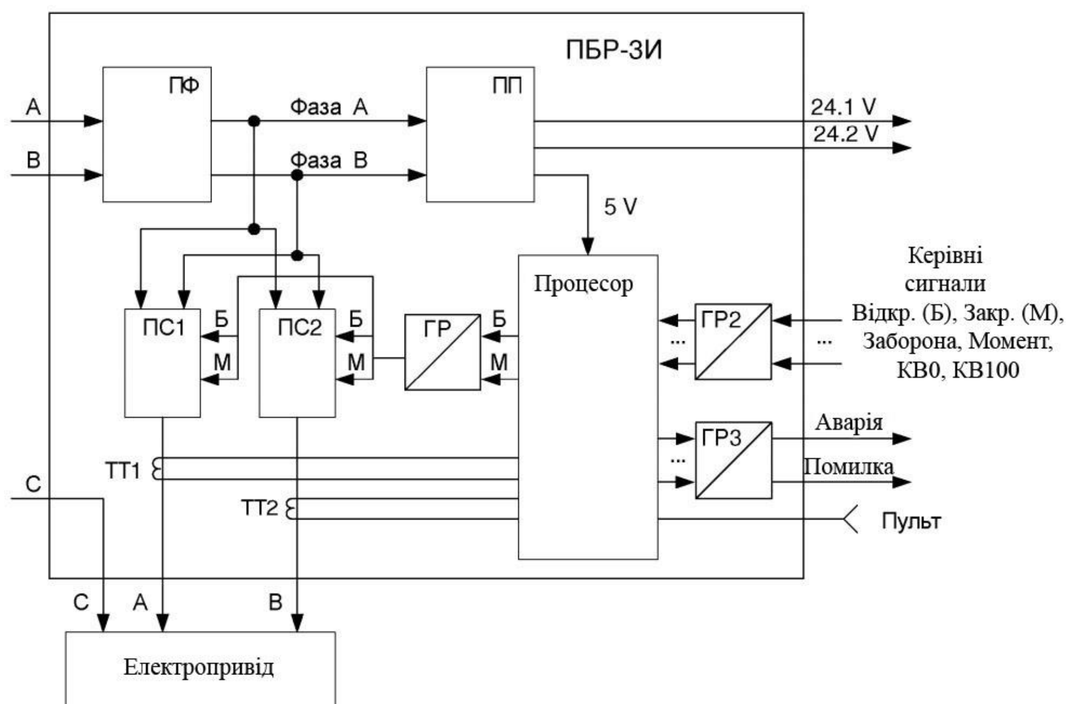


Рис. 7.31 Функціональна схема пускача ПБЗ-ЗИ

7.10 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ

7.10.1 Загальні положення та визначення

Вимикачі - це комутаційні апарати, призначені для вмикання та вимикання кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та вимикання кіл при перевантаженнях і КЗ.

До вимикачів пред'являються такі вимоги:

- надійність у роботі та безпека в обслуговуванні;
- мінімальний час вимкнення;
- малі габарити та маса;
- зручність та простота монтажу та експлуатації;
- можливість після вимикання автоматичного повторного вмикання (АПВ);
- відносно невисока вартість.

Вимоги надійності є одним з найважливіших, тому що від надійної роботи вимикача залежить надійність роботи електроустановок та в цілому усієї системи.

Мінімальний час вимкнення (швидкість дії вимикача), дуже бажаний, тобто:

- знижується термічна дія струму короткого замикання на елементи електроустановки, по якій вони течуть;
- знижується небезпека поширення аварії на інші електроустановки;
- підвищується стійкість паралельної роботи трансформаторів та ліній електропередачі;
- зменшується небезпека враження струмом від дотику до заземлених частин при однофазному короткому замиканні.
- Вимикачі класифікуються:
- за кількістю фаз (одно-, двох- та трифазні);
- за місцем розташування (зовнішньої та внутрішньої);
- за часом вимикання (до 0,08 с – швидкодіючі; до 0,12 с – прискореної дії; до 0,25 с – не швидкодіючі).

Технічні параметри вимикачів наводяться у паспорті, а основні на його щитку. Нижче наводяться найважливіші параметри вимикачів.

Номінальна напруга ($U_{\text{ном}}, U_{\text{н}},$ кВ) визначає розміри ізоляційних частин та відповідно і габаритні розміри та масу вимикача.

Найбільша робоча напруга ($U_{\text{роб.мах}}, U_{\text{р.макс}}$, кВ) максимальна напруга, при якій виробник гарантує роботу вимикача. Для вимикачів до 10 кВ - $U_{\text{роб.мах}} = 1{,}2 \cdot U_{\text{ном}}$, а на 35 кВ та вище - $U_{\text{роб.мах}} = 1{,}15 \cdot U_{\text{ном}}$.

Номінальний струм ($I_{\text{ном}}, I_{\text{н}}$, А) – найбільше діюче значення струму, яке вимикач здатний пропустити при номінальній напрузі довгий час без перегріву контактів та струмовідних частин. Цей струм визначає їх розміри але не впливає на габарити вимикача.

У вимикачах використовують такі значення номінальних струмів, А: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

Номінальний струм вимкнення ($I_{\text{ном.вимкн.}}, I_{\text{н.вимкн.}},$, кА) – найбільше діюче значення періодичної складової струму короткого замикання, яке здатний вимкнути вимикач при найбільших значеннях робочої напруги без ушкоджень.

Наведемо номінальні струми вимкнення, які прийняті в Україні, кА: 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 180; 200; 250.

Граничний наскрізний струм:

- початкове діюче значення періодичної складової ($I_{\text{гр.наскр.}}$, кА);
- амплітудне значення ($I_{\text{гр.наскр.}}$, кА).

Граничний наскрізний струм характеризує електродинамічну стійкість вимикача та дорівнює найбільшому значенню струму короткого замикання, яке витримує вимикач в увімкнутому стані без ушкоджень.

Граничний струм термічної стійкості ($I_{\text{т}}$, кА) для проміжку часу $t_{\text{т}}$ - найбільше середньоквадратичне значення струму короткого замикання за проміжок часу $\boldsymbol{t_T}$, яке витримує вимикач без перегріву струмовідних частин, що заважає його подальшій роботі.

Власний час вимикачання вимикача з приводом ($t_{вл}$, с) – проміжок часу від моменту подачі команди на вимикання до моменту розходження дугогасильних контактів.

Повний час вимикання вимикача з приводом ($t_{вимкн.}$, с) – проміжок часу від моменту подачі команди на вимикання до моменту погасання дуги у всіх полюсах вимикача

$$t_{вимкн.} = t_{вл} + t_{д}$$

де $t_{д}$ - час існування електричної дуги, с.

Цикл операцій – послідовність комутаційних операцій, що використовуються вимикачем, з заданими інтервалами між ними. У експлуатації вимикач може неодноразово вмикатися на існуюче коротке замикання, а потім вимикатися. Тому для вимикачів передбачається певний цикл операцій.

Якщо вимикачі призначення для автоматичного повторного вмикання (АПВ), то повинні забезпечуватися такі цикли:

В - 180 с – УВ -180 с – УВ;

В - $t_{бс}$ – УВ -180 с – УВ.

Вимикачі з $U_{ном} \leq 220$ кВ повинні також виконувати цикл:

В - $t_{бс}$ – УВ -20 с – УВ.

Вимикачі без АПВ повинні витримувати цикл:

В - 180 с – УВ -180 с – УВ,

де В – операція вимкнення;

УВ – операція увімкнення та швидкого вимкнення;

180 с – проміжок часу в секундах;

$t_{бс}$ - мінімальна без струмова пауза при АПВ (час від погасання дуги до появи струму при повторному вмиканні). Для вимикачів з АПВ $t_{бс} = 0{,}3 \div 1{,}2$с.

7.10.2 Загальна характеристика вимикачів

а) Масляні вимикачі

Область використання - електроустановки напругою 6-220 кВ. Вимикачі підрозділяються на багатооб'ємні, в яких трансформаторне масло слугує дугогасильним та ізолюючим середовищем, та малооб'ємні, в яких масло слугує тільки для гасіння дуги.

Гасіння дуги. При розмиканні контактів виникає дуга, масло розкладається на водень, метан та етилен. Виникає газовий пузир з тиском 0,5-1 МПа (1 МПа = 9.869 атм). Водень та масло охолоджують дугу, тиск в газовому пузирі сприяє деіонізації дуги. Утворені гази та трансформаторне масло в дугогасильних камерах розтягують та дроблять дугу в щелинах дугогасильних камер, охолоджують її та гасять. Гасінню дуги сприяє багаторазовий розрив на фазу та покриття контактів металокерамікою.

Перевага- простота конструкції.

Недолік – вибухо- та пожежонебезпечність.

б) Повітряні вимикачі.

Область використання - електроустановки напругою 6-1150 кВ з великим номінальним струмом та струмом короткого замикання.

Гасіння дуги відбувається стислим повітрям під тиском 2÷4 МПа, яке створює повздовжньо-поперечне дуття.

Переваги – вибухо- та пожежна безпечність, швидка дія, висока вимикаюча здатність. Недолік - необхідність мати компресорну установку, складність конструкції.

в) Електромагнітні вимикачі.

Область використання - електроустановки напругою 6÷10 кВ.

Гасіння дуги відбувається електромагнітним дуттям, яке втягує дугу в дугогасильні камери.

Переваги – вибухо- та пожежобезпечність.

Недоліки – складна конструкція дугогасильних камер, металоємність.

г) Вакуумні вимикачі.

Область використання - електроустановки напругою 6÷110 кВ.

Гасіння дуги - внаслідок глибокого вакууму 10-4÷10-6 Па виникає швидка дифузія заряджених частинок в оточуючий простір, і при переході струму через нуль дуга погасне.

Переваги — простота конструкції, надійність, висока комутаційна зносостійкість, вибухо- та пожежобезпечність, малий знос контактів.

Недоліки – висока вартість, труднощі при створенні та виготовленні, можливість виникнення комутаційних перенапруг, схильність контактів до зварювання.

д) Елегазові вимикачі.

Область використання - електроустановки напругою 6÷1150 кВ.

Гасіння дуги відбувається за рахунок елегаза. Елегаз (шестифториста сірка SF6) - хімічно інертний газ, не горючий, без запаху та кольору, що застосовується для процесу гасіння дуги в електричних апаратах, а також як ізоляційне середовище. Елегаз не горить, електрично негативний та інертний. При атмосферному тиску діелектричні властивості газу в 3 рази вищі, ніж у повітря, а при тиску 0,2 МПа такі ж самі, як у трансформаторного масла.

Елегаз має відмінні дугогасні властивості, що обумовлені здатністю елегазу швидко відновлювати свою електричну міцність після переходу струму вимкнення через нуль. Елегазовий вимикач успішно комутує коло при високих швидкостях наростання відновлювальної напруги, не викликаючи при цьому надмірних комутаційних перенапруг.

Переваги — вибухо- та пожежобезпечність, швидкість дії, висока вимикаюча здатність, малий знос контактів.

Недоліки містяться в наступному:

1. Відносно висока вартість SF6.

2. При відключенні струму в елегазовій камері електрична дуга викликає розкладання елегазу. При цьому утворюються нижчі фториди сірки SF2, SF4 та металеві ториди, частинки яких абсорбуються на поверхні контактної системи чим погіршують електичний контакт.

Сам елегаз не є токсичним газом, але його газоподібні продукти розкладання (особливо SF4) при взаємодії з парами води можуть викликати токсичні отруєння у обслуговуючого персоналу при проведенні технічного огляду або при пошкодженні вимикача. У зв'язку з цим елегазові вимикачі не є екологічно чистими та їхня утелізація потребує додаткових засобів.

7.10.3 Позначення високовольтних вимикачів

Позначення високовольтних вимикачів складається з літер та цифр.

Літери означають:

ВМ – вимикач масляний;

МК – вимикач масляний камерний;

ВК – вимикач масляний колонковий;

ВВ – вимикач вакуумний;

ВБ – вимикач вакуумний швидкодіючий;

ВР – вимикач вакуумний виробництва Ровенського заводу високовольтної апаратури;

VM-1S – вимикач вакуумний модульний першої серії;
BB-TEL – вимикач вакуумний виробництва фірми „Таврида електрик”;
AH – вимикач вакуумний виробництва фірми „Siemens”;
VM, VD - вимикач вакуумний виробництва фірми “ABB”;
ЕВ – вимикач елегазовий виробництва Ровенського заводу високовольтної апаратури;
ВГ - вимикач елегазовий виробництва „НИИЭФА-ЭНЕРГО”;
LTB - вимикач елегазовий виробництва фірми “ABB”;
AP - вимикач елегазовий виробництва фірми “Siemens”;
LF, LW – вимикач елегазовий виробництва фірми “MerlinGerin”;
ORTHOFLUORFPX- вимикач елегазовий виробництва фірми “Areva”;
ВЕ – вимикач електромагнітний;
П – підвісне виконання полюсів (для вимикачів до 10 кВ включно);
П – підстанційний (для вимикачів 35 кВ та вище);
П (в кінці літерного позначення або після першої групи цифр) – з пружинним приводом;
М, Е – з електромагнітним приводом;
З (Н) – зовнішньої установки;
О – однофазний (однополюсний);
Ф – фідерний;
Г – глечикове виконання полюсів;
Т – трифазний (триполюсний);
Ц – внутрішньої установки;
В – високовольтний;
У – уніфікований;
Ч – для частих перемикань;
С – стаціонарний;
У (якщо вона одна) – „Урал”;
С (якщо вона одна) – „Свердловськ”;
С (через дефіс після основного літерного позначення) – для встановлення в секційних комірках КРУ;
С (якщо вона в середині літерного позначення) – сухий (з повітряною ізоляцією всередині полюсів);
Д– двохполюсний;
К – на викатному візку.

При експорті до Росії українські Е замінюються на російські Э, а при імпорті з Росії російське Э може замінюватись на українське Е.

Цифри означають:

Перша цифра – клас по напрузі, конструктивне виконання, номер серії, модифікацію тощо (встановлюється виробником);

Перша група цифр – номінальну напругу, кВ;

Літери А та Б після цієї групи цифр – категорії ізоляції (якщо вони є);

Цифри (римські) після першої групи цифр – ступінь забрудненості зовнішньої ізоляції (якщо вони є);

Літера У після першої групи цифр вказує, що вимикач встановлюється в комплектній уніфікованій розподільній установці типу КУ-10; КУ-10М та КРЗ-10.

Друга група цифр – номінальний струм вимикання, кА;

Третя група цифр (через дріб) – номінальний струм, А.

У типах деяких вимикачів **друга та третя групи цифр міняються місцями** (без дробі). Після груп цифр вказується кліматичне виконання, а цифра після нього вказує на категорію розміщення.

Наприклад:

ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 – вимикач масляний, триполюсний, на номінальну напругу 110 кВ, категорія ізоляції Б, номінальний струм вимкнення – 25 кА, номінальний струм – 1250 А, призначений для роботи в районах з помірним та холодним кліматом, розміщується на відкритому повітрі;

ВМУЕ-35Б-25/1250 УХЛ1 – вимикач масляний уніфікований з електромагнітним приводом на напругу 35 кВ, категорія ізоляції Б, номінальний струм вимикання 25 кА, номінальний струм – 1250 А для помірного та холодного клімату, зовнішньої установки;

ВМПЕ-10-630-20 У3 – вимикач масляний, з підвісним виконанням полюсів, з електромагнітним приводом, на номінальну напругу 10 кВ, номінальний струм – 630 А, номінальний струму вимикання – 20 кА, призначений для роботи в районах з помірним кліматом, встановлюється в закритих приміщеннях з природною вентиляцією.

ВГТ-110П-40/2500 УХЛ1 – вимикач елегазовий, трифазний, з пружинним приводом, номінальна напруга – 110 кВ, номінальний струм вимикання – 40 кА, номінальний струм – 2500 А, призначений для роботи в районах з помірним та холодним кліматом, розміщується на відкритому повітрі.

VD4 – вимикач вакуумний, трифазний, з приводним механізмом пружинно-акумуляторного типу, номінальна напруга – 12; 17,5; 24 кВ, номінальний струм – 3150; 2500; 2000 А, номінальний струм вимикання – 50; 40; 25 кА, встановлюється в закритих розподільчих пристроях з повітряною ізоляцією.

ВБП-С-10-31,5/1600 У3 – вимикач вакуумний, швидкодіючий, з пружинним приводом, встановлюється в комірках комплектних розподільних установок (секційних), номінальна напруга – 10 кВ, номінальний струм вимикання – 31,5 кА, номінальний струму – 1600 А, призначений для роботи в умовах помірного клімату, встановлюється в закритих приміщеннях з природною вентиляцією.

ВР35НС-35-20/1600 УХЛ1 – вимикач вакуумний з електромагнітним приводом, зовнішньої установки, сухий (з повітряною ізоляцією всередині полюсів), номінальна напруга – 35 кВ, номінальний струм вимикання – 20кА, номінальний струм – 1600 А, призначений для роботи в умовах помірного та холодного клімату, встановлюється на відкритому повітрі.

3AP1FG – вимикач елегазовий, зовнішньої установки, з пружинним приводом, номінальна напруга – 145 кВ, номінальний струм – 3150 А, номінальний струм вимикання – 31,5 кА, застосовується в діапазоні температури оточуючого середовища від -35^{0}С до +40^{0}С.

ВБП-110III-31,5/2000 УХЛ1 – вимикач вакуумний, швидкодіючий, з пружинним приводом, номінальна напруга - 110 кВ, ступінь забрудненості зовнішньої ізоляції – III, номінальний струм вимикання – 31,5 кА, номінальний струм – 2000 А, використовується в умовах помірного та холодного клімату, встановлюється на відкритому повітрі.

ВБЕК-35-25/1250 УХЛ2 – вимикач вакуумний, швидкодіючий, з електромагнітним приводом, викатний, номінальна напруга – 35 кВ, номінальний струм вимикання – 25кА, номінальний струм – 1250 А, призначений для роботи в умовах помірного та холодного клімату, розміщується в приміщеннях з вільних доступом зовнішнього повітря.

7.10.4 Позначення вимикачів на схемах

Високовольтні вимикачі зображуються на схемах (рис. 7.32) у вигляді прямокутника з розмірами 10×8мм, праворуч або ліворуч від умовного позначення вимикача вказується тип вимикача, при цьому перенесення типу дозволяється через тере. Під типом вимикача вказується тип приводу якщо привод має тип, тобто якщо в довіднику написано: «вбудований, електромагнітний, пружинний тощо» то це на схемі

не вказується. Якщо вимикачі позначати згідно вимог МЕК то замість типу вимикача ставиться літера Q з номером вимикача (рис. 7.33).

Якщо біля вимикача стоять трансформатори струму (ТС) то відстань на схемі від вимикача до ТС мінімум 5 мм.

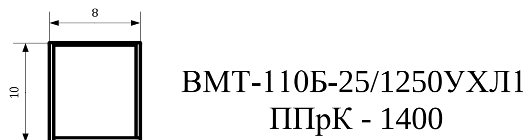


Рис. 7.32 Позначення високовольтних вимикачів змінного струму на схемах

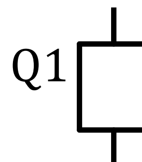


Рис. 7.33 Позначення високовольтних вимикачів змінного струму на схемах згідно вимог МЕК

7.11 МАСЛЯНІ ВИМИКАЧІ

7.11.1 Багатооб'ємні вимикачі (багатомасляні вимикачі)

Багатооб'ємні (бакові) масляні вимикачі до середині 30-х років були единим видом вимикаючих апаратів в мережах високої напруги. У вимикачах цього виду на кожну фазу передбачається окремий сталевий заземлений бак, заповнений трансформаторним маслом, який використовується у якості газогенеруючої речовини при гасінні електричної дуги в процесі вимикання, а також для ізоляції контактної системи від заземленного баку.

В установках напругою 35; 110 кВ застосовують багатооб'ємні вимикачі типів: МКП-110, У-110, МКП-35, С-35, та інші [9].

Вимикач типу МКП — 110М на напругу 110 кВ має три циліндричні баки 7 (рис. 7.34, а і б), на кришках яких встановлені прохідні маслонаповнені ізолятори 5 з показниками рівня масла в них 18, вбудовані трансформатори струму 16, механізм для вмикання та вимикання 17, до струмоведучих стрижнів прохідного ізолятора всередині баків приєднані дугогасильні пристрої 14, рухомі контакти торцевого типу, закріплені на траверсі 12, пересуваються штангою 13 в направляючому пристрої 15, в нижній частині показано лаз 8, через який потрапляють у бак для огляду та ремонту вимикача. Нормально лаз герметично закритий кришкою. Внутрішня поверхня бака ізольована електротехнічною фанерою 11. Кран 10 служить для спуску масла і подачі по маслопроводу нового. Пристрій для підігріву масла використовується в зимовий період при температурі навколишнього повітря нижче -20^{0}С. Вимикач МКП-110 М встановлюють на низьких фундаментах з висотою не менш 200 мм над запланованим рівнем.

На рис. 5.19 також показані: 9 – лаз для виконання робіт з підігріву під баком, 6 – запобіжний клапан, 4 – газовідвід, 3 – вказівник положення вимикача, 2 – масло вказівник, 1 – привод.

Дугогасильний пристрій (рис. 7.35), приєднаний до кожного стрижня прохідного ізолятора, складається з бакелітового циліндра 2, прикріпленого на стрижні прохідного ізолятора утримувачем 1, в циліндрі розміщуються нерухомі контакти 3 та 5, накладки з отворами 4, з'єднуючі камеру з баком, та ізолююча штанга 11 з двома рухомими контактами 12. На штанзі встановлені пружини, які утворюють контактне натиснення у ввімкненому положенні вимикача та сприяють підвищенню швидкості руху рухомого контакту в процесі відключення.

При русі траверси 8 вниз і розходженні контактів 5-12 та 3-13 між ними утворюються дуги, з-за яких одна - генеруюча I, а друга дуга - гасима II. Генерування

газів утворюється через штучне зменшення дугового проміжку між рухомими 12 і нерухомими контактами 5.

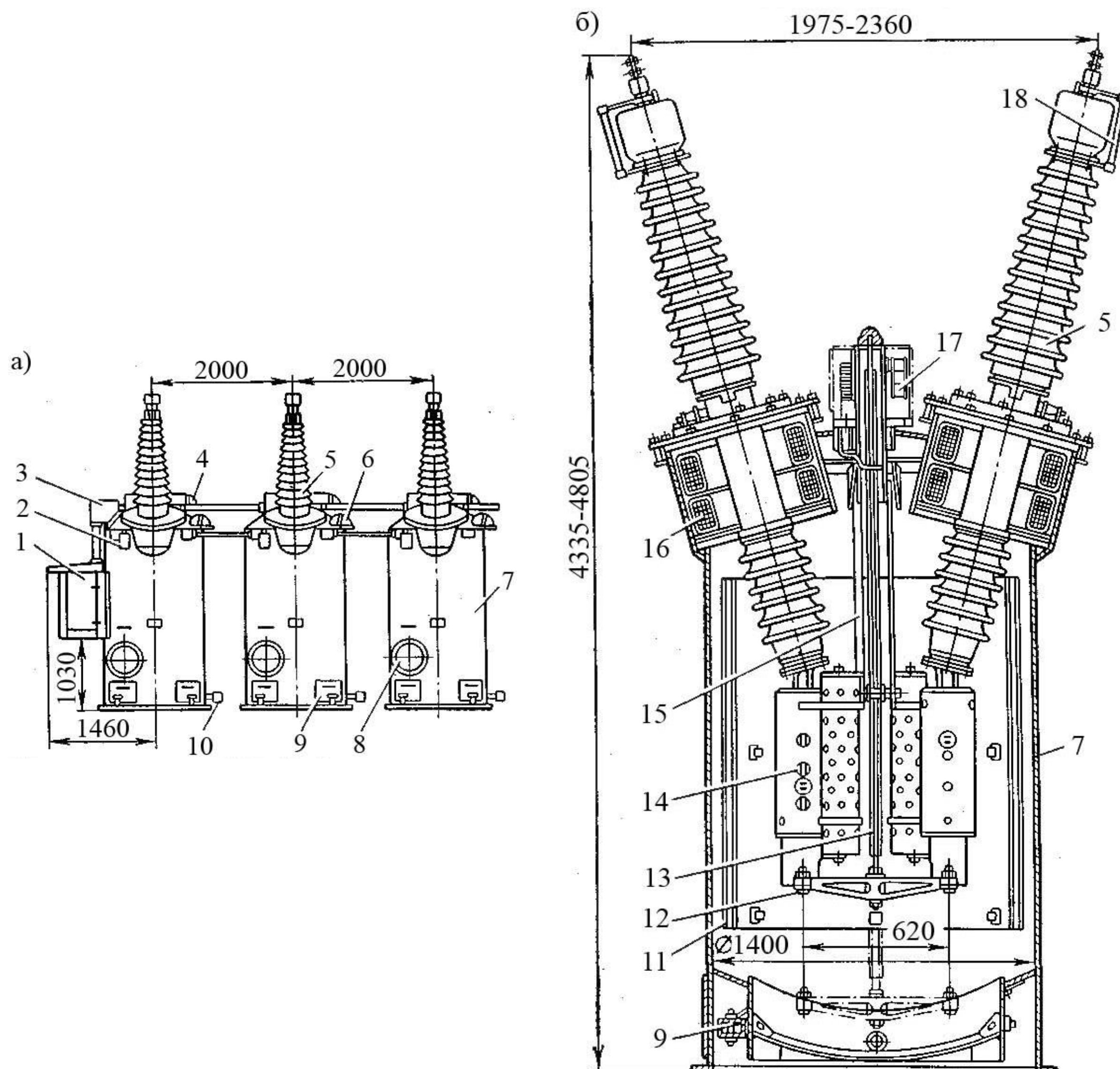


Рис. 7.34 Вимикач МКП-110М
а) зовнішній вигляд вимикача МКП-110М з приводом;
б) розріз однієї з фаз

Гасіння дуги починається відразу після розходження контактів завдяки поперечному дуттю через отвори 4. Паралельно нерухомим контактам приєднано шунтуючий резистор 13 з ніхромової спіралі, яка намотана на бакелітовий циліндр 2, закритий зверху другим бакелітовим циліндром з отворами. Ці резистори забезпечують рівномірний розподіл напруги між двома дугогасильними камерами, зниження швидкості, встановлення напруги і зменшення піку напруги, який з'являється на контактах вимикача після відключення, зменшення потужності дуги при остаточному розриві кола. Вимикач МКП-110М при відключенні працює по двоступеневому циклу: спочатку розмикаються контакти всередині дугогасильних пристроїв і в них обривається коло струму; потім струм, який протікає від утримувача через резистор і гнучкий з'єднувач, розривається контактами у відкритому просторі.

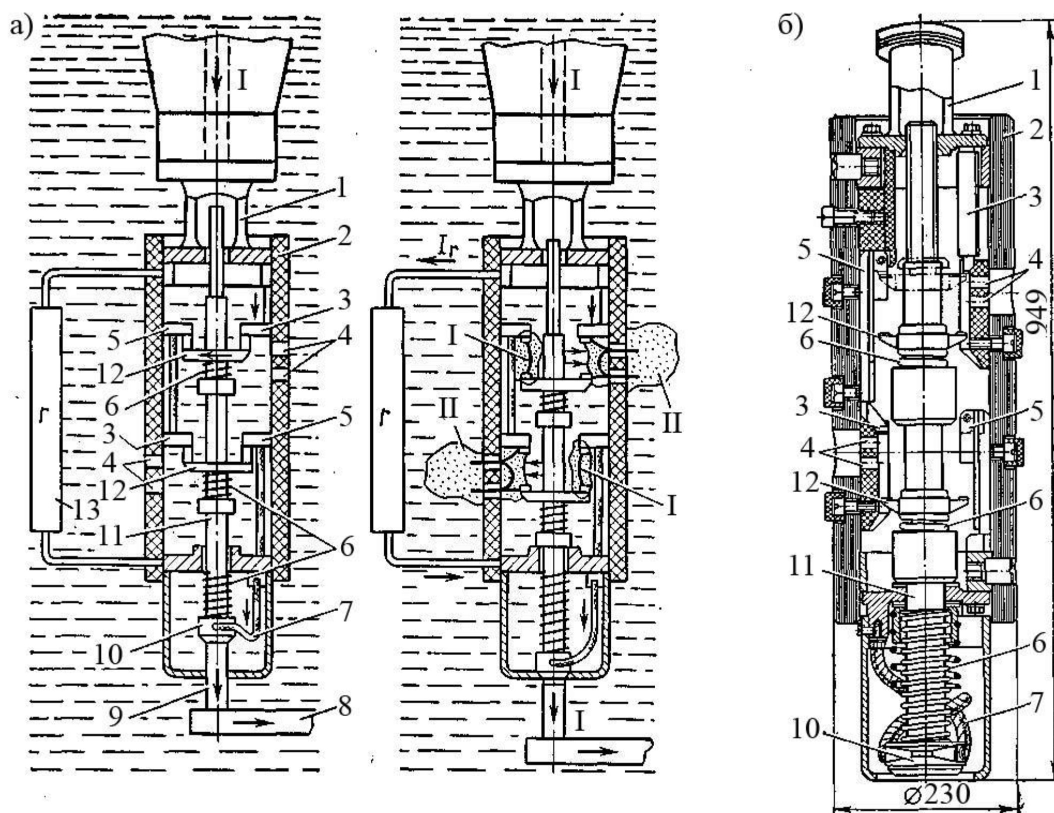


Рис. 7.35 Процес гасіння дуги (а) й устрій дугогасильної камери (б) вимикача МКП-110 М.

Вимикач серії С-35 М (рис. 7.36) складається з трьох баків (фаз) 5 з прохідними ізоляторами (уводами) 1, встановленими на кришках 3. Кришки трьох полюсів з'єднані між собою і змонтовані в один комплект муфтами, в яких встановлюються запобіжні клапани 2 для захисту від підвищення тиску в баках при тривалому горіння дуги. Під дном баків 5 встановлено пристрій підігріву масла за температури повітря нижче -15 °С. Вимикач також має газовідвід 4.

Сталева кришка фази вимикача С-35 (рис. 7.37, а) є основою, до якої кріпляться всі основні вузли. Кожна фаза має по два вводи, закріплені на кришці за допомогою шпильок.

Основною частиною вводу є бакелітова втулка 1, через яку пропущено струмоведучий стрижень, який закінчується наконечником з гайками. Для підвищення вологостійкості простору між бакелітовою втулкою 1 і фарфоровою покришкою використовується морозостійка мастика; зверху цей простір зачинений круглою литою кришкою.

На вводах встановлені трансформатори струму 2, до нижньої частини струмоведучих стрижнів приєднані мідні Г-образні нерухомі контакти 5, рухома дугогасильна камера 6 закріплена на ізолюючий штанзі 4, яка з’єднана з приводним механізмом 3 і пересувається в направляючій втулці. Бак має форму еліптичного конуса, який виконаний із сталі, всередині обшитий у два ряди ізоляцією 7 з високопробного електрокартону і має кран 9 для спуску масла. Під днищем баку розміщений нагріваючий пристрій 8, який вмикається для підігріву масла при температурі повітря нижче -20°С, якщо вона тримається не менш доби. Бак з маслом підвішений до кришки за допомогою чотирьох стяжних шпильок.

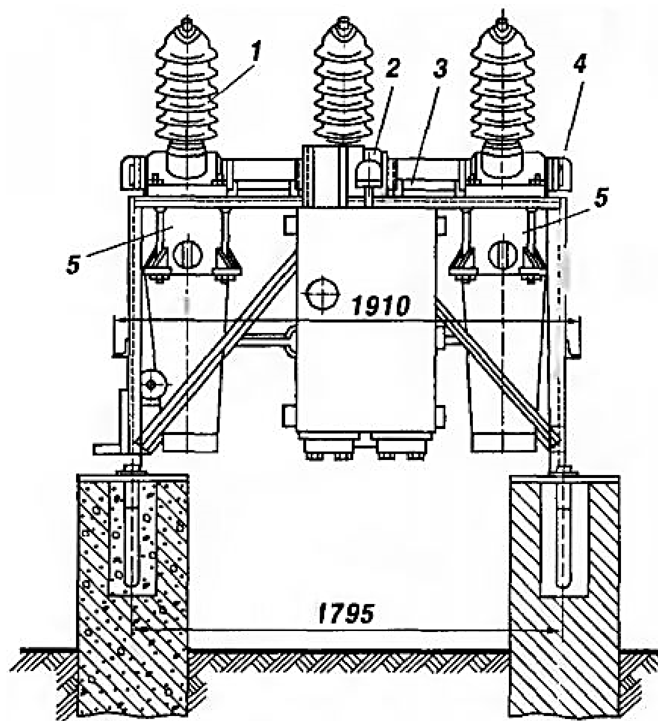


Рис. 7.36 Масляний вимикач серії С-35М

Корпус 4 дугогасильної камери (рис. 7.37, б) складається з двох однакових частин, які виготовлені з матеріалу АГ- 4С і з’єднані між собою за допомогою стяжних болтів, внутрішня поверхня камери облицьована дугостійким ізоляційним матеріалом, у вихлопні отвори, які розташовані у верхній частині та з боків камери, встановлені втулки 3 і 5 з дугостійкого матеріалу. В камері розміщується рухомий контакт 6, виконаний у вигляді перемички з металокерамічними напайками, який спирається на чотири контактні пружини 7, пружини забезпечують надійне контактне з’єднання з нерухомими контактами 8, забезпеченими металокерамічними пластинами, і рухомим контактом 6, вони служать також буфером, пом’якшуючи удар рухомого контакту об нерухомі контакти при включенні і надають камері початкове прискорення при включенні. Хід рухомого контакту обмежується двома парами виступів. Корпус 2 камери повітряної подушки з’єднується з ізолюючою штангою 1 за допомогою різьбового з’єднання і фіксується гайкою.

При вимиканні утворюються дві дуги між рухомими та нерухомим контактами, підвищується тиск масла і газів у камері, і дуга розтягується в бік вихлопних отворів. Дуга подовжується як у поперечному, так і в повздовжньому напрямках по мірі пересування вниз камери з рухомим контактом. Стикаючись з холодними шарами масла, дуга охолоджується, деіонізується і загасає. Важливу роль у роботі вимикача грає буферний простір - незаповнений маслом верхній об’єм бака. Тиск газу, який утворюється при гасінні дуги передається через масло по стінках до дна бака. Буферний простір дозволяє маслу розширюватися вгору, через що зменшується тиск на стінки та дно бака. Якщо цей простір недостатній (високий рівень масла), то можливий вибух бака. При низькому рівні масла в баці, охолодження газів маслом може бути недостатнім, і водень, який входить до складу газів, маючи високу температуру, з’єднуючись з киснем повітря, може утворити вибух. Отже, вибух масляного вимикача можливий як при високому, так і при низькому рівні масла. Під час експлуатації суворо слідкують за рівнем масла, для чого баки забезпечують спеціальними показниками. Запобіжниками від вибухів служать вихлопні труби та запобіжні клапани.

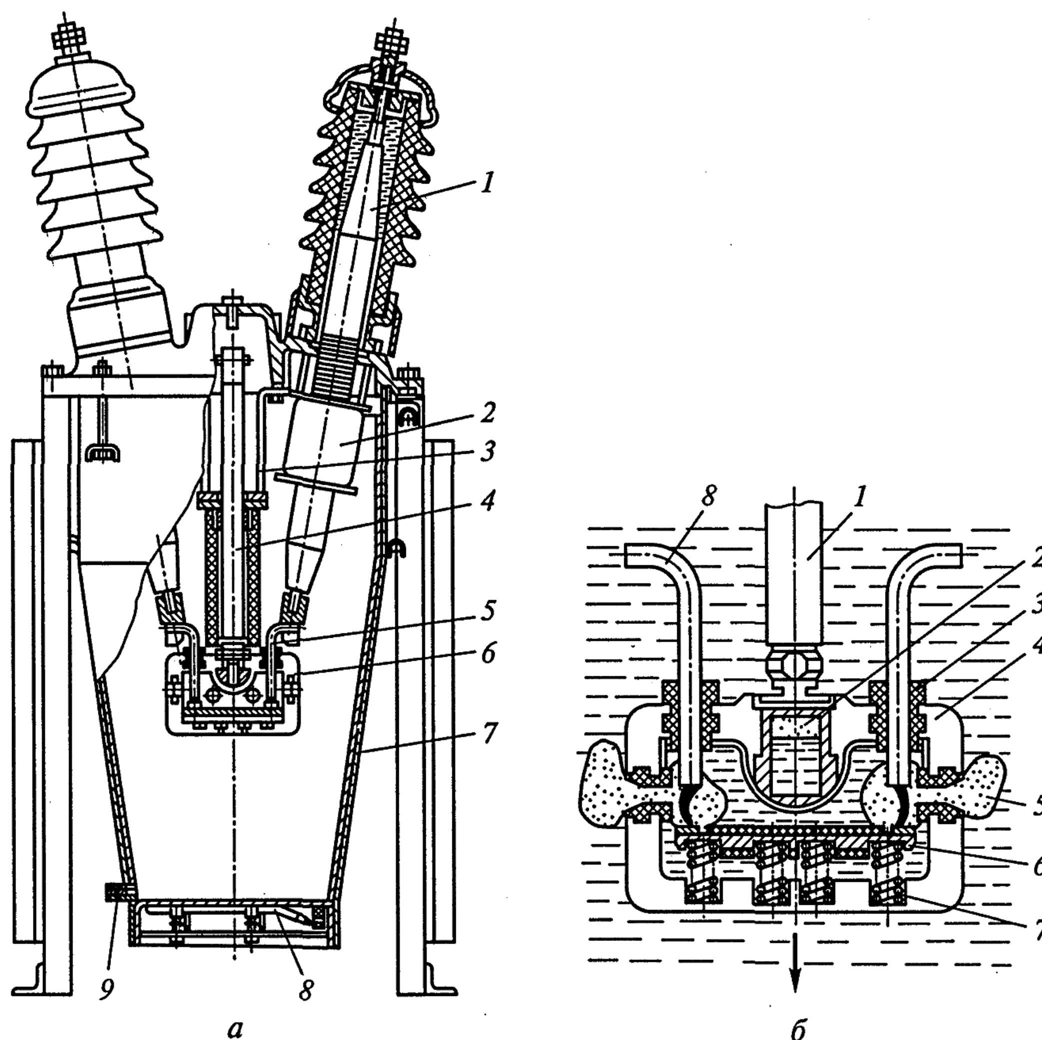


Рис. 7.37 Вимикач баковий масляний С-35-630-10:
а) розріз полюса:
1 - ввод; 2 - трансформатор струму; 3 - корпус привідного механізму;
4 - штанга; 5 - нерухомий контакт; 6 - дугогасильна камера;
7 - внутрибакова ізоляція; 8 - підігрівний пристрій; 9 - маслоспускний пристрій;
б) дугогасильна камера в процесі відключення:
1 - штанга; 2 - металева камера з повітряною подушкою; 3,5 – вихлопний отвір,
4 - дугогасильна камера; 6 - рухомий контакт; 7 - контакні пружини;
8 – нерухомий контакт.

7.11.2 Малооб'ємні вимикачі (маломасляні вимикачі)

Маломасляні вимикачі застосовуються в закритих та відкритих розподільних установках всіх напруг. Масло в таких вимикачах в основному слугує дугогасильним середовищем і тільки частково ізоляцією між різноманітними контактами. Ізоляція струмовідних частин одна від іншої та від заземлених конструкцій виконується з фарфору чи інших твердих ізолюючих матеріалів. Контакти вимикачів для внутрішньої установки знаходиться в сталевому корпусі. Маломасляні вимикачі напругою 35 кВ та вище мають фарфоровий корпус. Широке використання мають вимикачі 6-10 кВ підвісного типу. В цих вимикачах корпус закріплюється на фарфорових ізоляторах до загальної рами для всіх трьох полюсів. У кожному полюсі передбачений один розрив контактів та дугогасильна камера.

Вимикачі серії ВМП застосовують у закритих та комплектних розподільних установках (КРУ) напругою 6 -10 кВ. Вимикачі для КРУ мають вбудований пружинний чи електромагнітний привід (типи ВМПП та ВМПЕ). Вимикачі цих серій розраховані на номінальні струми 630-3150 А та струми вимикання 20 та 31,5 кА.

Вимкач ВМП - 10 (вимикач масляний підвісний) на напругу 10 кВ для внутрішньої установки показано на рис. 7.38.

На сталевій рамі 1 встановлені шість опорних ізоляторів 7, на яких змонтовано три полюси (фази) 8 вимикача (на рис. 7.38, а показано два ізолятори та один полюс). У підшипниках рами вільно обертається вал 4, на якому закріплені три двоплечні важелі 3 навпроти кожного полюса. Важелі одним плечем з'єднуються з ізоляційною тягою 11, а іншим - з пружиною, що відключає 2. Для амортизації при включенні і відключенні вимикач забезпечений масляним 9 і пружинним 5 демпферами. Болт 6 служить для заземлення рами вимикача. Ізоляції Ізоляційна тяга 11 зв'язує важіль вала вимикача з важелем 12 вала полюса. Рівень масла в вимикачі контролюється масловказівником10.

Конструкція одного полюса вимикача показана на рис. 7.38, б.

До циліндра 22, виконаного зі склоепоксиду, прикріплені нижній 30 і верхній 34 фланці. Фланець 30 має буферну порожнину 31, знизу закритий кришкою 26 на якій розташований нерухомий розетковий контакт 29 та маслоспускна пробка 27. Відвідна струмопровідна шина 28 кріпиться до кришки за допомогою болтів. Над розеточним контактом 29 знаходиться камера поперечного дуття 25. В середині корпусу 19 змонтований рухомий контакт з знімним наконечником 33 мають облицювання з металокераміки.

Рухомий контакт приводиться в рух важелем 20 на валу полюса. Між ними розташований випрямляючий механізм 13, що перетворює обертальний рух валу в поступальний рух стрижня контакту.

Струмознімання з рухомого контактного стрижня на нерухомі 21 здійснюється за допомогою роликів 36. Підведення струму від підвідної шини 35 до стрижнів 21 здійснюється через фланець 34, до якого вона кріпиться болтами. Корпус полюса зверху закритий пластмасовою кришкою 16 з маслоналивним отвором, в яке загвинчується пробка 17.

Дугогасильна камера поперечного масляного дуття (рис 7.38, в) складається з пакета текстолітових пластин. Пластини верхньої частини камери круглі і мають центральний отвір 23 для проходу контактного стрижня Частина пластин мають отвори видовженої форми. Це дозволяє при складанні камери створити спеціальні масляні кишені 32 (рис. 7.38, б).

Крім центрального отвору верхні пластини мають ще три (у деяких камерах - два) отвори, завдяки яким у зібраній камері створюються вертикальні дутьові канали 24, які переходять у нижній частині в горизонтальні канали. Процес гасіння електричної дуги у вимикачі показано на рис. 7.39.

У включеному положенні рухомий контактний стрижень 6 знаходиться в розеточному контакті 3. При відключенні стрижень виходить з розеточного контакту і виникає електрична дуга. Під дією високої температури масло генерує гази, навколо дуги виникає газовий міхур, тиск у камері підвищується і повітря буферної порожнини А стискається.

Коли під час руху стрижня вгору відкриваються дутьові горизонтальні канали, стиснене повітря виштовхує у них масло та гази, здійснюючи поперечне дуття, розтягуючи дугу та здійснюючі її інтенсивну деіонізацію.

Масло та гази вертикальними дуттьовими каналами викидаються з дугогасної камери вгору полюса. Гази через отвори 18 в масловідділювачі 14 (див. рис.7.38, б) і далі по каналу 15 у верхній пластмасовій кришці йдуть з вимикача.

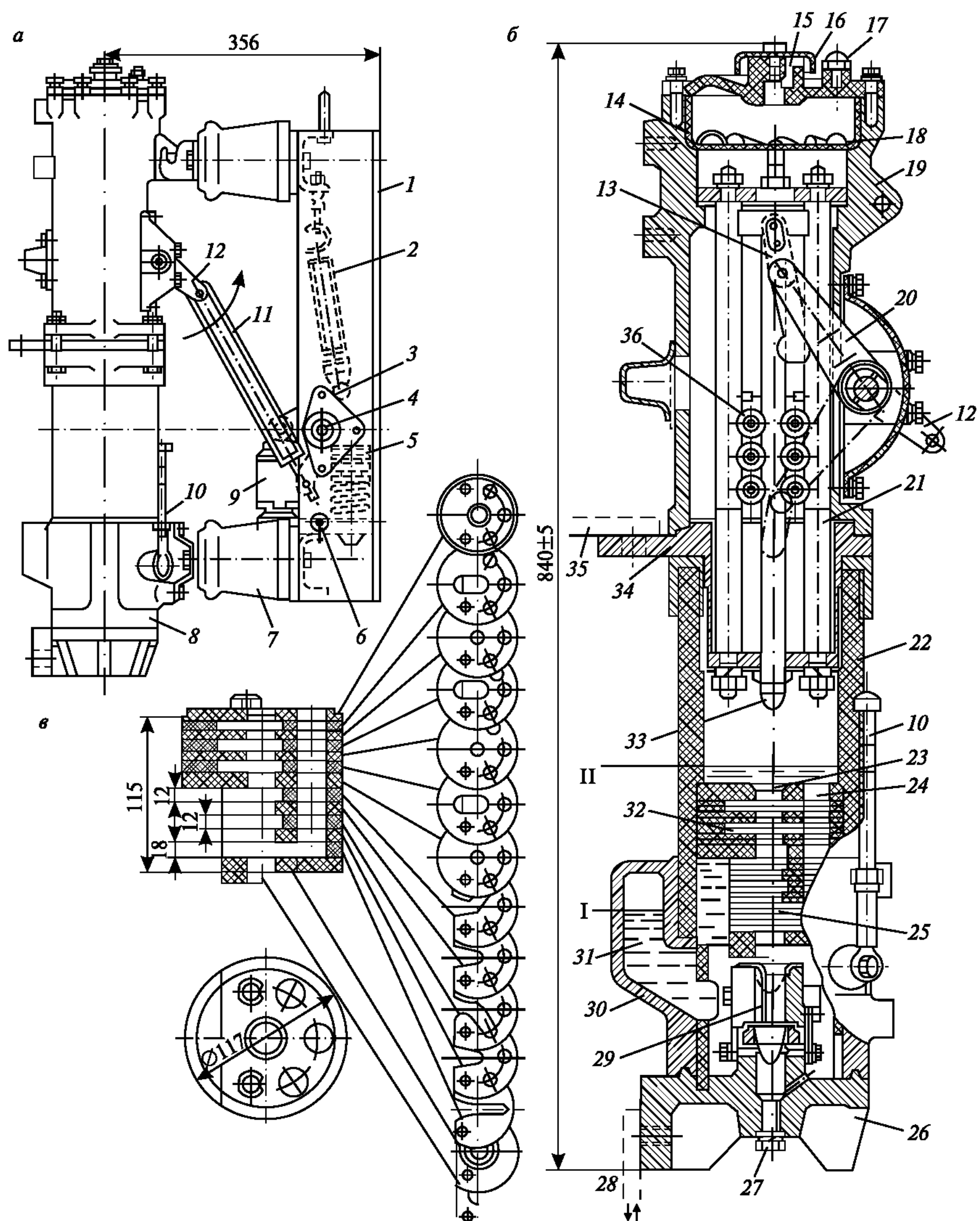


Рис. 7.38 Вимикач ВМП-10:
а - конструкція вимикача; б - розріз полюса; в - розріз дугогасильної камери

Масло через масловідділювач не проходить, воно стікає по стінках циліндра вниз та через отвори 23 та 24 камери повертається в нижню частину полюса. Якщо відключаються невеликі струми, тиск у камері може бути недостатнім для швидкого гасіння дуги. Вона тягнеться за стрижнем і у верхній частині камери випаровує масло в масляних кишенях 5 (див. рис. 7.39, а, б), створюючи зустрічно-радіальне дуття, яке гасить дугу. Масло в процесі гасіння практично не витрачається, проте, насичується частинками металу електродів, завислим вуглецем - продуктом розкладання масла, твердими механічними домішками та водою.Тому масло після певного числа відключень змінюють, для чого є пробка в кришці 1 нижнього фланця 2. Після відключення (рис. 7.39, а, в) рухомий контакт виходить з масла, ізоляцію між контактами здійснює циліндр

4 і стеклоэпоксида. ВМП-10 відноситься до вимикачів прискореної дії: власний час відключення вимикача з приводом становить 0,09 с, а повне - 0,11 с.

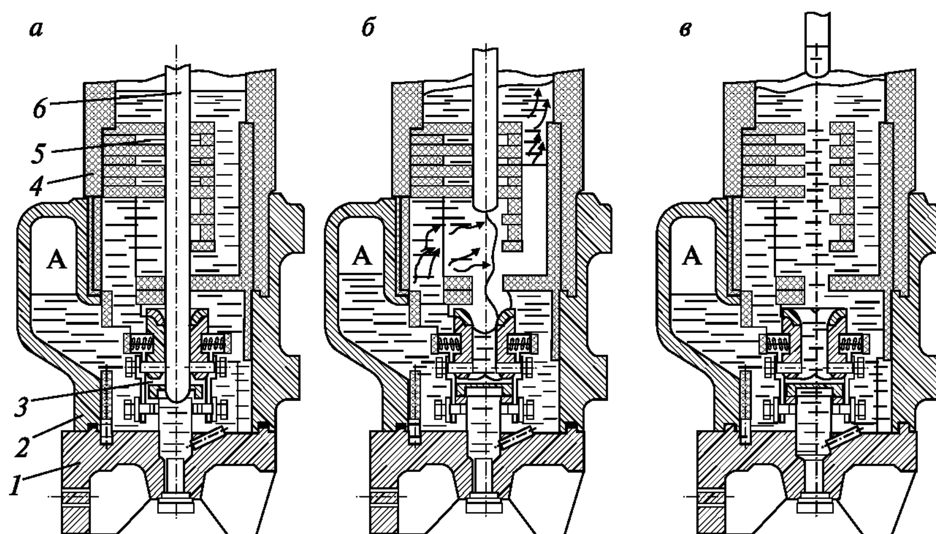


Рис. 7.39 Процес гасіння дуги у вимикачі ВМП-10:
а - включене положення вимикача; б - процес відключення; в-відключене положення вимикача

Контроль за рівнем масла в циліндрі здійснюється за допомогою масло вказівника. Якість масла повинна відповідати звичайним вимогам до ізоляційного масла. Якщо масло буде забруднене, то є можливість перекриття між контактами в вимкненому стані вимикача.

Вимикач ВК-10 (вимикач колонковий) на напругу 10 кВ маломасляний з вбудованим пружинним приводом відноситься до швидкодіючого: власний час відключення вимикача із приводом — 0,05 з; повний — 0,07 с. Колонковий вимикач ВКЕ-10 комплектується вбудованим електромагнітним приводом. Вимикач ВКЕ-М-10 є модернізованим різновидом вимикача ВКЕ-10.

Полюси вимикача на номінальні струми в 30 та 1000А при струмі вимикання 20 кА виконані в цільному ізоляційному циліндрі, а на номінальні струми 1600А при струмі вимикання 31,5 кА з металевими ребристими корпусами та ізоляційними кожухами в верхній частині. Вимикач (рис. 7.40, а) змонтований на основі 1, на якій полюси 2, фасадна перегородка 3 та блокові стійки 4 з пружним приводом 5. На лицевій частині перегородки нанесений попереджувальний знак високої напруги.

Полюс вимикача ВК – 10 (рис. 7.40, б) складається з ізоляційного циліндра 13 із за армованим металевим фланцем 8. Циліндри закріплені на корпусі 7 механізму переміщення струмовідного стрижня 2. Механізм складається з двох важилів – внутрішнього та зовнішнього 4, які жорстко закріплені на валу 5. Внутрішній важіль 10 (рис. 7.40, а) шарнірно пов’язаний з струмовідним стрижнем за допомогою ізоляційної тяги 3 (рис. 7.40. б).

Зовнішні важелі, пов’язані загальною тягою 11 (рис.7.40, а) та з’єднані з вимикаючою пружиною 14 та важелем 6 вала привода за допомогою тяги 12. У вимикача ВК – 10 на відміну від вимикачів ВМП – 10 та ВПМ – 10 нерухомий розеточний контакт розташований у верхній частині полюса і рух струмовідного стрижня при вмиканні здійснюється знизу вгору, а при вимиканні – згори до низу. Струмовідний стрижень закінчується знімним наконечником, що має облицювання з дугостійкої металокераміки. В залежності від номінальних струмів струмовідний стрижень виконується діаметром 24 мм при струмах вимикача 630 – 1000А та діаметром 28 мм при 1600А.

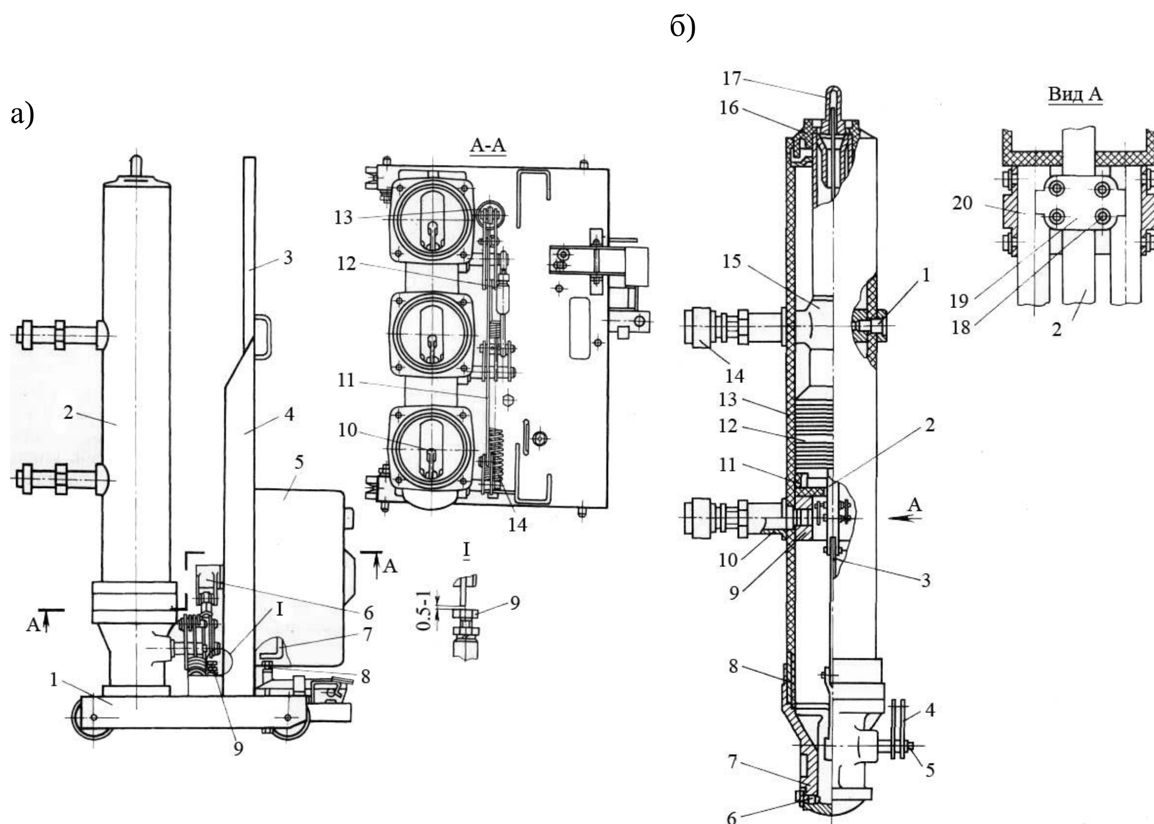


Рис. 7.40 Вимикач ВК-10
а) загальний вигляд:
1 – основа; 2 – полюси; 3 – фасадна перегородка; 4 – стійки; 5 – привод; 6, 10 – важелі; 7 – стрижень; 8,9 – болти; 11, 12 – тяги; 13 – масляний буфер; 14 – вимикаюча пружина.
б) полюс вимикача ВК-10:
1 – гвинт; 2,10 – струмовідні стрижні; 3 – ізоляційна тяга; 4 – зовнішній важіль; 5 – вал; 6 – пробка; 7 – корпус механізму; 8 – фланець; 9 – обойма; 11, 13 – циліндри; 12 – дугогасильна камера; 14,15 – контакти; 16 – кришка; 17 – масловказівник; 18 – ролики; 19 – струмовідвід; 20 – стрижень що направляє.

Роликове струмознімання вимикача складається з обойми 9 (рис. 7.40, б) з двома направляючими стрижнями 20. Струм тече з струмовідного стрижня на направляючі ролики 18. Струмознімання вимикача ВК -10 таке ж саме, як і струмознімання ВМП – 10. В залежності від номінального струму вимикач може мати від чотирьох до восьми пар роликів. Над струмознімним пристроєм розташовані циліндр 14, дугогасильна камера 12 та нерухомий розеточний контакт 15. Для пом’якшення вимикання вимикач має масляний буфер 13 (рис. 7.40, а). Зверху на полюсі розташоване оглядове скло 17 масловказівника поплавкового типу. Для зливу масла мається отвір, закритий пробкою 6 (рис. 7.41). На полюсі також встановлений зовнішній розточний контакт 14 головного кола.

Вимикачі серії ВМТ-110 (рис. 7.41) на напругу 110 кВ зі струмовідводом спеціальної конструкції відносяться до маломасляних. Його впровадження дозволило припинити виробництво багатооб'ємних вимикачів типів МКП-110 та У-110.

Вимикач складається зі сталевої рами 7 (рис. 7.41, а), на якій встановлені три фарфорові колони. Нижня частина кожної колони являє собою порожній опорний ізолятор 2, усередині якого розміщені склопластикові тяги для передачі руху від привода 1через механізм керування 8 до системи керування рухомим контактом. Верхня частина колони, заповнена трансформаторним маслом, являє собою дугогасильний пристрій 3.

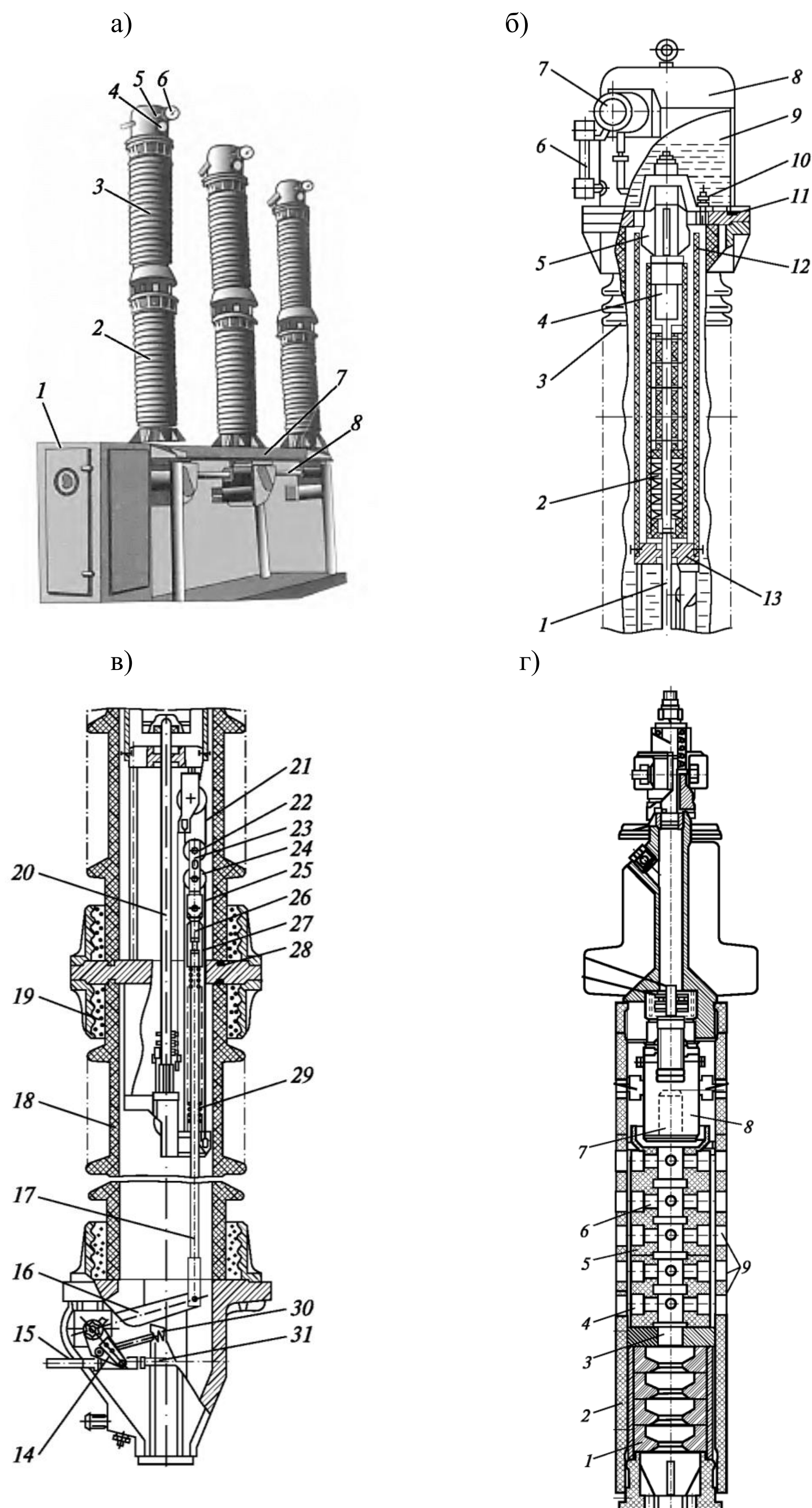


Рис. 7.41 Вимикач маломасляний ВМТ-110:
а) загальний вигляд;
б) дугогасильний модуль; в) система управління рухомим контактом вимикача;
г) дугогасильна камера вимикача.

Рівень масла контролюється за допомогою масловказівника 4. Поруч із ним на ковпаку 5 кожного полюса розташовується манометр 6 для контролю надлишкового тиску в дугогасильному пристрої. Дугогасильний пристрій заповнений стислим азотом (0,5 ÷ 1МПа), що забезпечує надлишковий тиск, що сприяє підтримці високої електричної міцності міжконтактного проміжку, підвищенню зносостійкості контактів і збереженню високого рівня внутрішньої ізоляції незалежно від зовнішніх атмосферних умов. Надлишковий тиск утворюється перед пуском вимикача в експлуатацію й, завдяки надійній герметизації, зберігається у вимикачі аж до чергової ревізії.

Дугогасильний пристрій (рис. 7.41, б) складається з дугогасильної камери 2, нерухомого контакту 4, ковпака 8, струмовідводу 5 з рухомим контактом 1. Камера розташована усередині встановленого на струмовідводі склопластикового циліндра, що захищає фарфоровий корпус 3 від впливу тиску, що виникає при гасінні дуги. На ковпаку 8 встановлений масловказівник 6 і манометр 7, а усередині над рівнем масла перебуває буферна порожнина 9. Для скріплення металевих частин використовують шпильки з гайками 10, а для герметизації — ущільнююче кільце 11. Знизу дугогасильний пристрій закривається колодкою 13 із центральним отвором для рухомого контакту.

На рис. 7.41, в у розрізі нижньої частини колони показана система управління рухомим контактом 20. У процесі включення вимикача тяга 15 привода переміщається вліво, повертаючи важиль 14 разом з валом і внутрішнім важилем 16 по годинниковій стрілці. Сполучена ізоляційна тяга 17 з важилем 16 захоплює вниз рухому колодку 23 з роликами 22 та 24. При цьому ролик 22 тягне трос 21 й, переміщуючи рухомий контакт 20 нагору, вмикає вимикач. Хід рухомого контакту дворазово збільшується в порівнянні з ходом ізоляційної тяги 17. Колодка 23 пов'язана з тягою 17 сергою 26 й різьбовою муфтою 27, що створює необхідний натяг тросів. При вмиканні стискуються пружини 29 та 30, що відключають. Одночасно точно також відбувається включення в другому полюсі при переміщенні тяги 31 разом з тягою 15.

При відключенні в приводі звільняється засувка, що втримує вимикач у включеному положенні. Під дією пружин 29 та 30, що відключають, рухома колодка 23 переміщається разом з роликами 22 та 24 нагору. Ролик 24 через трос 25 переміщає рухомий контакт 20 вниз, у відключене положення. Верхні й нижній 18 фарфорові ізолятори мають фланцеве з'єднання зі струмовідводом, розташованим між ними. Кріплення фланців до ізоляторів здійснюється за допомогою цементної мастики 19, а для герметизації з'єднання використовується кільце 28.

Дугогасильна камера зустрічно-поперечного дуття (рис. 7.41, г) являє собою ізоляційний циліндр 2, що щільно охоплює фігурні вкладиші 5 з дугостійкого фторопласта, які створюють зони вихлопу 4, горизонтальні duттєві щілини 6 та центральний отвір 3 для проходження рухомого контакту 7 до нерухомого контакту 8, що перебуває в камері. Навпроти дуттєвих щілин в ізоляційному циліндрі 2 виконані вікна 9. У нижній частині камери ізоляційними вкладишами 1 утворені масляні кишені для гасіння малих і середніх струмів.

Вимикач ВМТ-110 відноситься до швидкодіючих, його власний час відключення становить 0,03 + 0,035 с, а повний - 0,05 + 0,06 с.

Вимикач серії ВМУЕ – 35 Б. Він застосовується для комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах умежах трифазного змінного струму частотою 50 Гц - для відкритих та закритих розподільних установок.

Загальний вигляд вимикача наведений на рис. 7.42, а. Він складається з рами 2, полюсів 1, привода 4. Оперативне вмикання здійснюється за рахунок вмикаючого електромагніта привода. Вимикання полюса здійснюється за рахунок енергії, яка запаслася вимикаючою пружиною 8 при вмиканні. Встановлена у полюсі буферна пружина 7 поглинає надлишкову кінематичну енергію рухомих частин вимикача в кінці ходу при вмиканні та сприяє вимиканню вимикача на початку процесу вимикання. Рама

2 являє собою зварну конструкцію, яка складається з основи для кріплення полюсів та шафи привода. У середині шафи встановлені контактор 3, привод 4, підігрівальний пристрій 6 з трубчастими електропідігрівачами. На боковій стінці шафи знаходиться болт заземлення 5. На одній зі сторін рами мається вікно для нагляду за вказівником положення вимикача. Крім того на рамі знаходяться піднімальні кільця 9, а в нижній частині привода – коробка виводів 13.

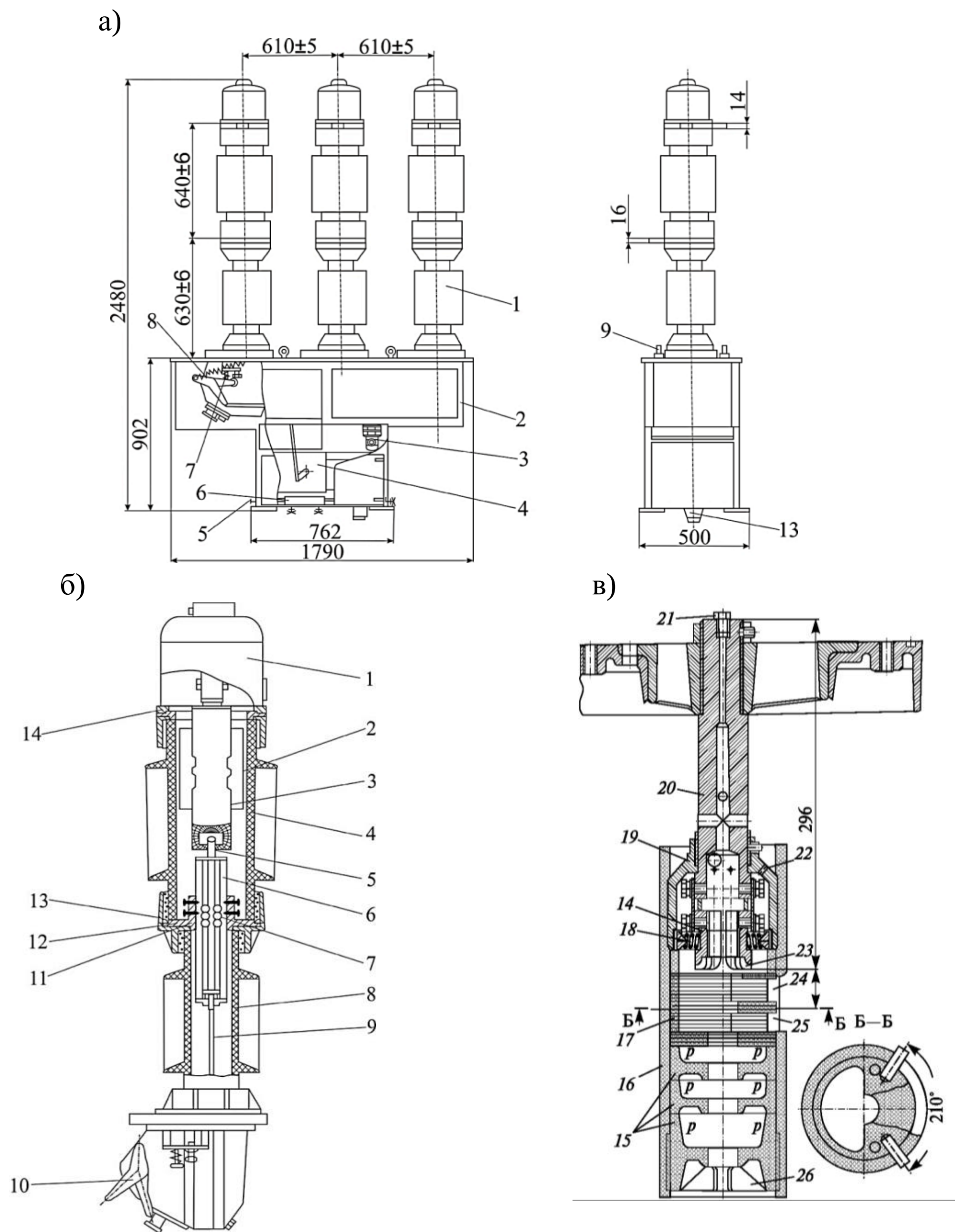


Рис. 7.42 Вимикач серії ВМУЕ-35 Б:
а) загальний вигляд; б) фаза вимикача; в) розріз дугогасильної камери

При вмиканні рух від вала привода передається через тягу валу полюса, який, обертаючись, через важиль та ізоляційну тягу, переміщує рухомий контактний стрижень до з’єднання з нерухомим контактом, замикаючі струмовідний контур.

Полюс вимикача (рис. 7.42, б) являє собою маслонаповнену колону, яка складається з фарфорових покришок 4 та 8, дугогасильного пристрою 3, рухомого контакту 5, механізму полюса 10. Покришки 4 та 8 армовані фланцями з алюмінієвого сплаву.

Всередині покришка 4 має екрани 2, які захищають поверхню покришки від шкідливої дії продуктів горіння електричної дуги. На фланці 13 закріплюються направляючі стрижні 6, які забезпечують прямолінійний рух рухомого контакту та проходження струму від рухомого контакту через роликовий струмовідвід 7 на вивід фланця. На покришці 4 встановлений ковпак 1 з масловідокремлювачем та масловказівником.

Дугогасильний пристрій складається з дугогасильної камери та нерухомого контакту, замкнених в загальний ізоляційний циліндр.

Розріз дугогасильної камери зустрічно-поперечного дуття наведено на рис. 7.42, в. У верхній частині камери на стрижні 20 змонтований контактний вивід 21 та нерухомий розетковий контакт. Його сегменти 14 мають металокерамічне покриття 23 і пружинами 18 підтискаються до контактного стрижня при включеному вимикачі. Розетковий контакт зверху закритий металевою склянкою 19 з отвором 22 для поступового виходу газів після гасіння дуги. Циліндричний корпус камери 16 нагвинчується на склянку. Усередині корпусу пластини 17 і блоки 15 утворюють комбіновану дугогасильну камеру. Канали 24 і 25 служать для поперечного дуття при гасінні дуги з великими струмами. У нижній частині камери при відключенні малих струмів здійснюється інтенсивне поздовжнє дуття при розкладанні масла в кишенях, утворених порожнинами **р** у фігурних вкладишах 15 з ізоляційного газогенеруючого матеріалу.

Після відключення струму кишені та порожнина камери знову заповнюються маслом, що надходить через отвір 26 для проходу рухомого контакту, а також через канали 24 та 25.

7.12 ВАКУУМНІ ВИМИКАЧІ

Що стосується вакуумних вимикачів , то тут гасіння дуги в дугогасильній камері має зовсім інший принцип у порівнянні з масляними вимикачами. Розглянемо принципи та особливості гасіння електричної дуги в вакуумних вимикачах.

Основним елементом вакуумних вимикачів є вакуумні дугогасильні камери ВДК (рис. 7.43, а). Дугогасильні камери ВДК призначені для комутації вакуумних дугогасильних апаратів на номінальну напругу від 380 В до 60 кВ змінного струму с частотою 50 Гц або 60 Гц. Розглянемо конструкцію та принцип дії вакуумної дугогасильної камери на прикладі камери типу КДВ-10-1600-20 УХЛ2 (камера дугогасильна вакуумна, номінальна напруга 10 кВ, номінальний струм 1600А, номінальний струм вимикання 20кА, для помірного та хородного клімату, та експлуатації в закритих шафах).

Вакуумна дугогасильна камера (рис. 7.43, б) має склокерамічну оболонку 1, яка складається з двох секцій ізоляторів, з’єднаних між собою металевою прокладкою 2 та вакуумно - щільно приварених до фланців 6. Усередині камери створюється вакуум $1{,}33\cdot10^{-4}$ Па. Контактна система торцевого типу складається з контактів 11 та дугогасильних електродів 10, спаяних з мідними стрижнями вводів, один з яких – нерухомий 12, другий – рухомий 3 та з’єднаний з фланцем 6 через сильфон 5 – гофрованою трубкою з нержавіючої сталі. Контакти мають вид порожніх усічених конусів з радіальними прорізями. Дугогасильні електроди 10 представляють собою диски, розрізані спіральними прорізями на три сектори кожний. Між контактами та дугогасильними електродами мається зазор 9. Форма контактів створює такий шлях струму, при якому на дугу, яка виникає при розмиканні кола, діє радіальне електродинамічне зусилля, що спонукає дугу переміщуватися на дугогасильні електроди. Радіальні прорізи в контактах та зазор між контактами та дугогасильними електродами збільшують щільність струму в контактах та відповідно радіальне електродинамічне зусилля, що діє на дугу. Разом з тим, контакти мають невеликий

активний опір і здатні пропускати великі робочі струми. Сектори в дугогасильних електродах створюють три пари рейок, по яким дуга переміщується, переходячи з однієї пари рейок на іншу; до погасання при переході струму через нуль. Переміщення дуги на периферію забезпечує захист контактних поверхонь від зношування та втрати форми. Матеріал контактів підбирається таким чином, щоб зменшити кількість випарованого металу. Підвід струму до контактів здійснюється за допомогою мідних стрижнів. Металеві екрани 7 та 8 призначені для зрівняння електричного поля та для захисту керамічного корпусу 1 від запилювання парами металу, які виникають при гасінні дуги. Екран 8 закріплюється на прокладці 2. Він ізольований від фланців та є безпотенціальним. Камера має направляючу 4 з сілуміну, усередині якої переміщується контактний стрижень 3. Зовнішня поверхня оболонки має ребра для збільшення шляху струму витоку по ізоляції при попаданні парів вологи.

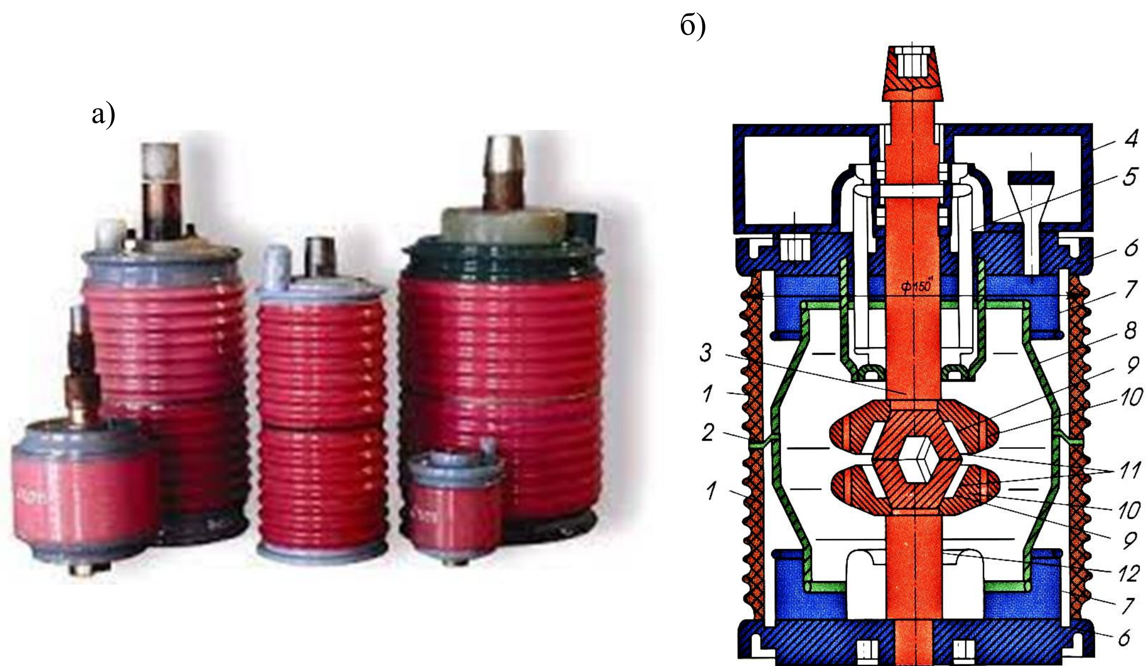


Рис. 7.43 Вакуумна дугогасильна камера:
а) загальний вигляд вакуумних дугогасильних камер (ВДК);
б) вакуумна дугогасильна камера типу КДВ-10-1600-20 УХЛ2

У нормальному положенні контакти замкнуті. Для розмикання конатків до стрижня 3 прикладається зусилля пружини що вимикає. Під дією цього зусилля гофри сільфону стискаються і рухомий контакт відривається від нерухомого. При цьому в місці останньої контактної точки створюється розплавлений металевий місток, з якого йде інтесивне випаровування металу. Тиск усередині дуги суттєво вищий за розряджене навколо неї середовище, тому пари металу поширюються по всьому об'єму камери. Це призводить до різкого зменшення провідності каналу дуги та її гасіння. Через високі ізоляційні властивості вакууму хід рухомого контакту незначний і складає 12 мм.

Вимикачі вакуумні серії ВВЕ -10 з пружинним приводом та ВВЕ-10 з електромагнітним приводом (рис. 7.44, а) призначені для роботи в шафах комплектних розподільних установок (КРУ) внутрішньої та зовнішньої установки напругою до 12 кВ, трифазного змінного струму частоти 50 і 60 Гц. Вимикачі використовуються з метою комутації високовольтних кіл трифазного змінного струму в нормальних і аварійних режимах роботи електричних мереж та промислових установок з частими комутаціями.

У полюсах 8 вимикача застосовуються вакуумні камери 7 типу КДВ-10-1600-20. На основі 1 закріплюється рама 2 візка з катками для переміщення вимикача та

розташовується заземлюючий контакт 3. Електромагнітний привод 13, закритий кришкою 12, механічно зв'язаний з валом 16 вимикача, до важилів якого шарнірно кріпляться ізоляційні тяги 6. Вал 16 встановлений на двох підшипниках 4. Механізм блокування 14 забезпечує місцеве ручне вимикання, виключає можливість вмикання вимикача у проміжному незафіксованому фіксатором 17 положенні при його викочуванні та вкочуванні у шафу. Блок контактів сигналізації складається з восьми контактів типу БКМ-1 та зв'язаний механічно з валом вимикача. Його контакти призначені для використання в схемах управління, сигналізації та захисту. Клемні затискачі 15 слугують для приєднання проводів вторинних кіл, які через штепсельний роз'єм на фасадній перегородці 9 з'єднуються після вкочування вимикача у високовольтну шафу з приладами управління, сигналізації та захисту. На передній панелі 12 привода встановлений лічильник ходів 11, який регіструє кількість відпрацьованих циклів вмикання та вимикання. Для ручного вимикання вимикача в процесі його ремонта та налагоджування використовується кнопка 10.

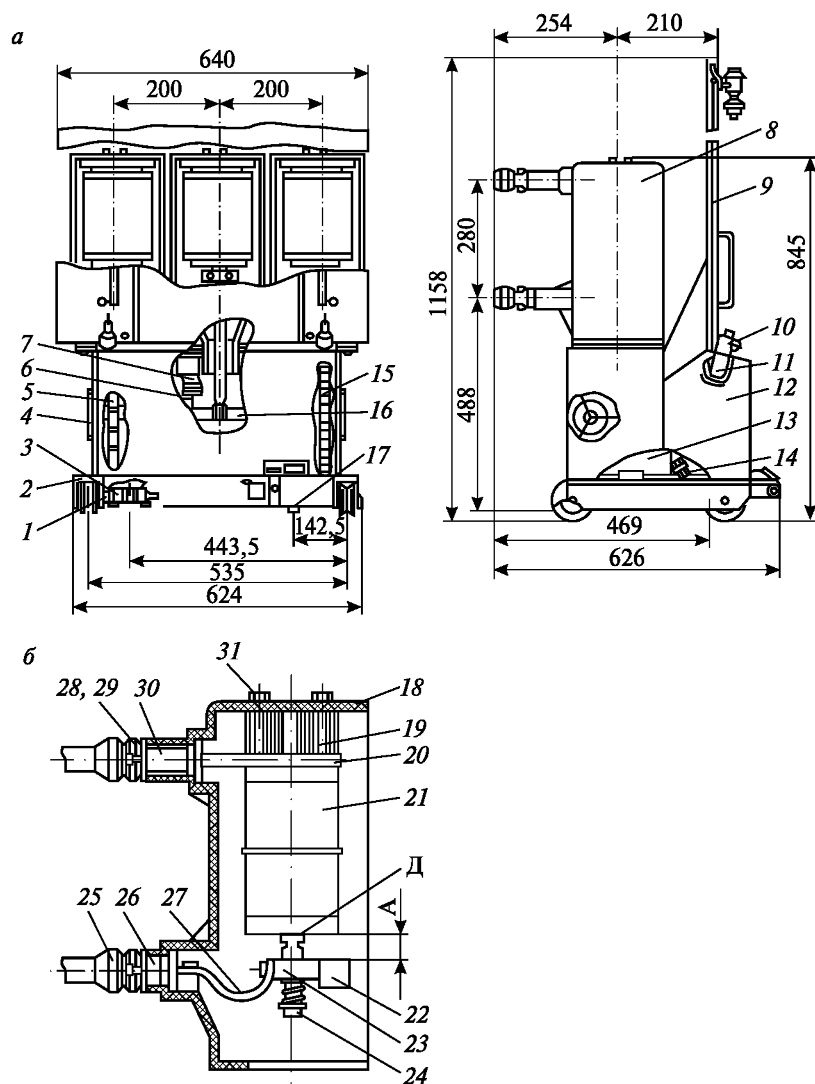


Рис. 7.44 Вакуумний вимикач серії ВВЕ-10:
а — конструкція вимикача; б — полюс вимикача

У полюсі вимикача ВВЕ-10 (рис 7.44, б) знаходиться камера ВДК 21, яка кріпиться до ізоляційного корпусу 18 за допомогою болтів 31 через ребристу кришку 19, яка виконує роль охолоджувача. Рухомий контакт 23 з радіатором 22 з'єднується гнучким

з'єднанням 27 зі стрижнем 26, на якому встановлений головний роз'ємний контакт 25 розеточного типу. На рухомому контакті 23 встановлений вузол підтискання 24.

На рухомому контакті 23 встановлений вузол підтискання 24, який слугує для створення додаткового підтискання торцевих контактів ВДК в зоні підтискання Д після включення виключення. Нерухомий контакт ВДК через верхній струмовідвід 20 св'язаний зі стрижнем 30, на якому встановлено головний розетковий контакт. Стрижень 30 фіксується на корпусі 18 за допомогою гайки 28 та шайби 29.

Вакуумні вимикачі серії ВР призначені для комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 (60) Гц з номінальною напругою 10 кВ для систем з ізольованою нейтраллю.

У вимикачах серії ВР (рис. 7.46) використовуються надсучасні вакуумні камери, які розроблені для використання в литих з епоксидного компаунда полюсах. Контакти мають просту конструкцію та виконані зі спеціальних легованих сплавів. У вимикачах серії ВР застосовується універсальний електромагнітний привод. Для утримання вимикача в увімкненому чи вимкненому положенні використовується енергія потужних магнітів. Фіксація здійснюється за рахунок використання принципу "магнітної защіпки", тобто замикання магнітного кола вмикання або вимикання якорем, який механічно пов'язаний з рухомими контактами вакуумних камер.

У вимикачах застосовані камери з підвищеним механічним та комутаційним ресурсами. Полюси повністю захищені від механічних та електричних ушкоджень. Комутаційна камера разом з контактами залита у трубчасті ізолятори. Таким чином забезпечується захист комутаційних камер від ушкоджень з боку довкілля. Ударне навантаження на полюса ушкоджує у першу чергу ізолятори, можливість ушкодження яких можна легко роздавитися. У зв'язку з тим, що трубчасті ізолятори гарантують оптимальний розподіл електричного поля, відстань між полюсами може бути мінімальною. Прямовісне розташування ізоляторів запобігає накопиченню пилу на ізоляційній поверхні. Трубчасті ізолятори виготовлені з епоксидної смоли, що забезпечує високу стійкість проти струму витоку.

Конструкція вимикача серії ВР показана на рис. 7.45. Вимикач складається з 3х полюсів (на рис. 7.45, а показаний один полюс) з вбудованими дугогасильними камерами (ВДК) 2, що розташовані на загальній основі. Приводом вимикача є електромагніт (ACTUATOR), який розташовується в корпусі вимикача. Осердя електромагніту через проміжний вал та тягу зв'язаний з валом вимикача. Вал вимикача з'єднаний через ізоляційні тяги з ВДК та при повороті керує контактами положення вимикача для зовнішніх допоміжних кіл. У ізоляційних тягах залиті втулки для пружин піджаття контактів ВДК 5.

Схеми блока керування виконані на спеціальних платах, що встановлені у корпусі вимикача. За командою „УВІМКН" струм вмикання від блоку керування тече по котушці вмикання 13 (рис. 7.45, б). Якір 17 втягується котушкою вмикання електромагніту, призводячі до руху вставки 12. Разом зі вставкою 12 рухається проміжний вал 12, який через тягу 10 повертає вал 8. Разом з валом 8 рухається уверх ізоляційна тяга 6 та рухомий контакт ВДК. Контакти ВДК замикаються. Осердя 17 та ізоляційна тяга 6, що з ним зв'язана, продовжують рухатися уверх та пружинами піджаття 5 рис. 7.45, а) піджимають контакти ВДК. Осердя 17 досягає свого крайнього положення, замикаючі контур увімкнення постійного магніту 14 („магнітна защіпка") тобто забезпечує утримання контактів ВДК в увімкненому стані з необхідним рівнем їх натискання, котушка вмикання 13 губить живлення.

За командою „ВИМКН" струм вимкнення від блоку керування тече по котушці вимикання 15 та створює електромагнітне поле у контурі вимкнення електромагніту більше за величиною ніж поле, яке створюється постійними магнітами 14. Під дією електромагнітного поля осердя 17 рухається у напрямку вставки вимкнення, призводячи

до руху вал 8 через проміжний вал 11 та тягу 10. Електромагніт, а також енергія, що запаслася в пружинах піджаття 5 у процесі вмикання, викликають прискорений рух ізоляційної тяги 6 та рухомого контакту ВДК до низу.

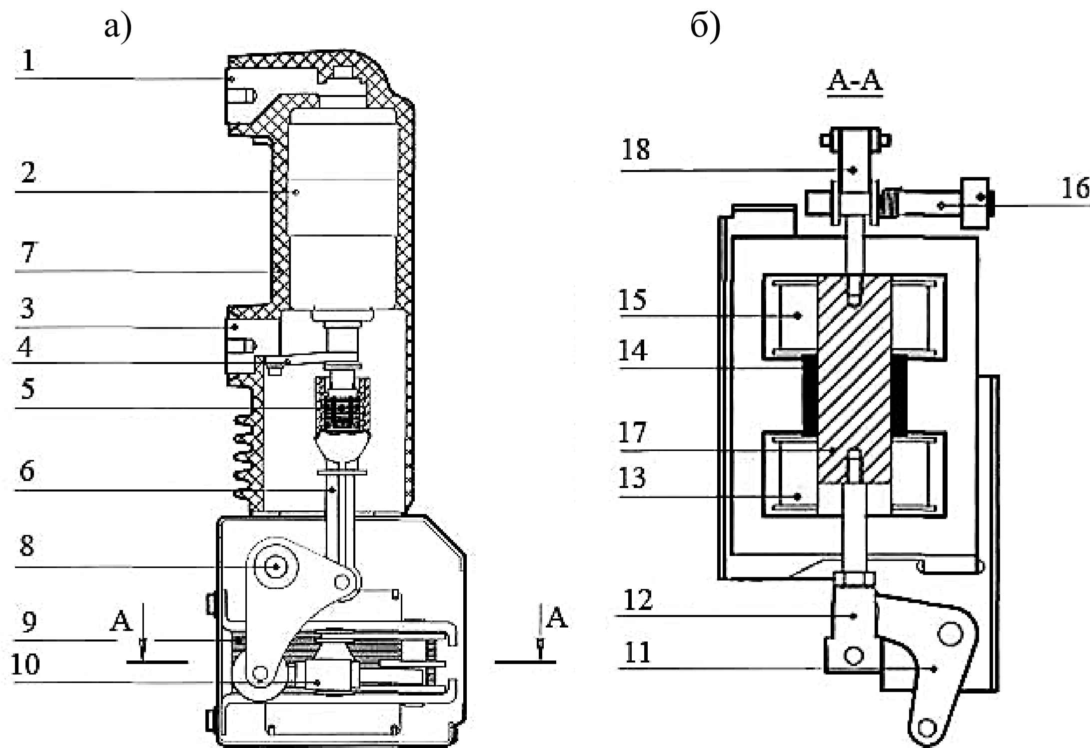


Рис. 7.45 Вакуумний вимикач серії ВР0, ВР1, конструкція полюсу (а) та приводу (б):

1 - верхній контакт; 2- вакуумна дугогасильна камера; 3 - нижній контакт; 4 - гнучкий зв'язок; 5 - пружини піджаття; 6 - ізоляційна тяга; 7- ізоляційний каркас полюса; 8 - основний вал; 9- електромагніт; 10 - регулююча тяга; 11- проміжний вал; 12 - уставка включення; 13 - котушка включення; 14 - постійний магніт; 15- котушка відключення; 16- вал ручного відключення; 17- осердя; 18 - уставка відключення.

Вимикач швидко вимикається. Осердя 17 досягає свого крайнього положення, замикаючі контур вимкнення постійного магніту 14 („магнітна защіпка”). Котушка вимикання 15 губить живлення, привод повертається у вихідний стан.

Конструкцією вимикача передбачена можливість ручного вимикання. Ручне вимикання здійснюється спеціальною рукояткою вимкнення, на якій розташована пружина ручного вимикання. Після спряження рукоятки вимкнення з валом ручного вимикання 16 необхідно повернути рукоятку проти годинникової стрілки до повного вимкнення вимикача (не більше ніж на 180^0). При цьому встановлені на валу ручного вимкнення 16 кулочки діють на ролики вставки вимикання 18, що призводить до руху осердя 17 електромагніту 13. Цього цілком достатньо для забезпечення повного нормативного вимкнення.

Вимикачі вакуумні серії ВВ –TEL. Вимикач складається з трьох полюсів на одній основі (рис. 7.46, б). Якорі 8 приводних електромагнітів з’єднані між собою валом 11 (рис. 7.46, а). У розімкнутому стані контакти вимикача утримуються вимикаючою пружиною 9 через тяговий ізолятор 5. При вмиканні подається живлення на котушку електромагніту 10, якір 8, стискаючи вимикаючу пружину, переміщується нагору разом з тяговим ізолятором та рухомим контактом 3, який замикається. В цей час кільцевий

магніт 7 накопичує магнітну енергію, яка необхідна для утримання вимикача в увімкненому стані, а котушка 10 губить живлення. Після чого привод опиняється підготовленим до операції вимикання.

В увімкненому стані вимикач утримується силою магнітного тяжіння якоря 8 до кільцевого магніту 7. При вимиканні блок керування дає імпульс протилежного направлення в котушку 10, зменшуючи магнітне тяжіння. Під дією пружин 6 та 9 якір 8 переміщується вниз разом з тяговим ізолятором, з рухомим контактом 3 - і вимикач вимикається. Можливе ручне керування кнопкою 3 (рис. 7.46, б).

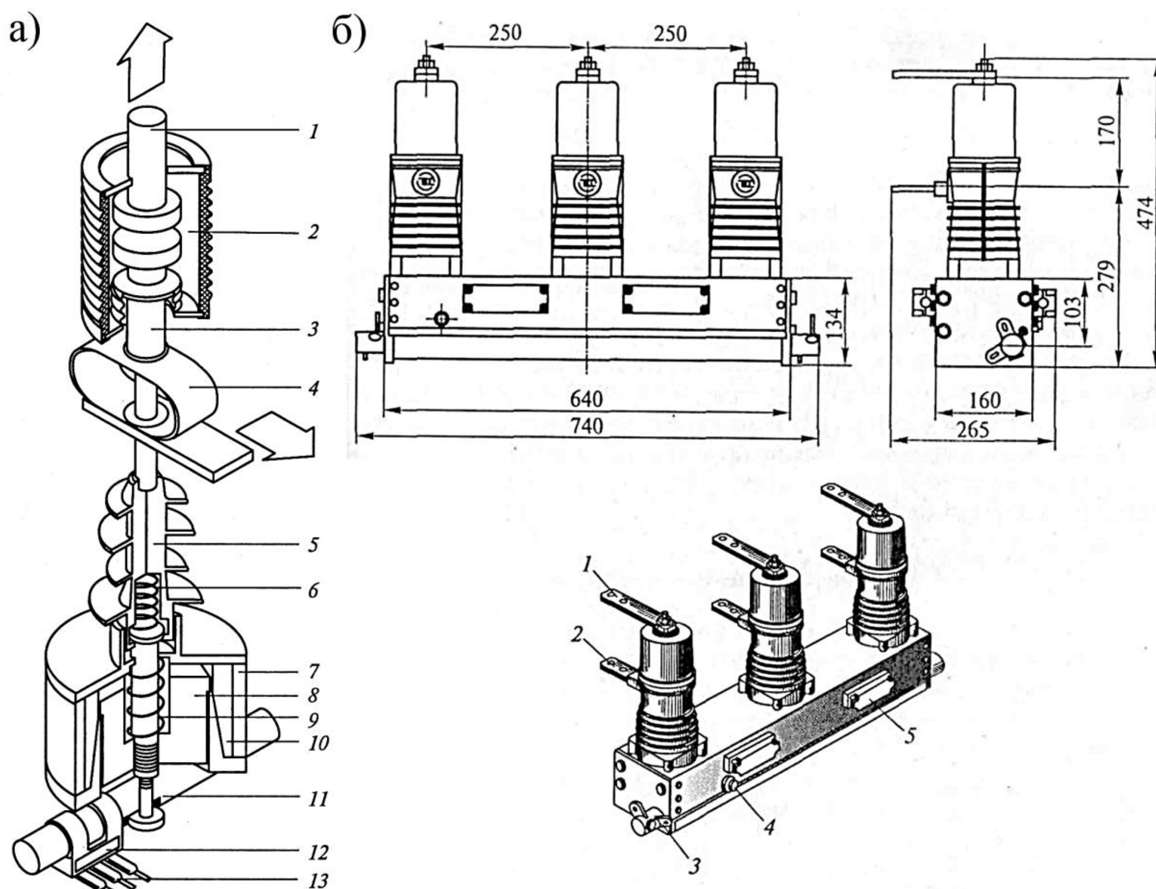


Рис. 7.46 Вакуумний вимикач ВВ-TEL-10-1000:
а) конструктивна схема полюса:
1 – нерухомий контакт ВДК; 2 – вакуумна камера; 3 – рухомий контакт ВДК;
4 – гнучке струмознімання; 5 – тяговий ізолятор; 6 – пружина під жаття;
7 – кільцевий магніт; 8 – якір; 9 – пружина, що вимикає; 10 – котушка; 11 – вал;
12 – постійний магніт; 13 – геркони;
б) загальний вигляд вимикача:
1,2 – приєднання головних кіл; 3 – кнопка ручного вимикання;
4 – заземлення; 5 – приєднання вторинних кіл.

Вимикачі вакуумні серії ВР35НС. Ці вимикачі зовнішньої установки, сухі (з повітряною ізоляцією всередині полюсів) призначені для комутації електричних кіл змінного струму частоти 50 (60) Гц з номінальною напругою 35 кВ у нормальних і аварійних режимах у системах з ізольованою або частково заземленою нейтраллю. Вимикачі серії ВР35НС з електромагнітними приводами на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичне виконання і категорія розміщення У1. Вимикач (рис. 7.47) має три полюси 44, встановлених на

основі 4 і з'єднаних з трьома електромагнітами 43. Основа 4 встановлена зверху на рамі 1. Знизу на рамі 1 встановлена шафа керування 35 з електроапаратурою вторинних кіл, блок-контактами, лічильником ходів, важилем ручного вимикання і нагрівачем.

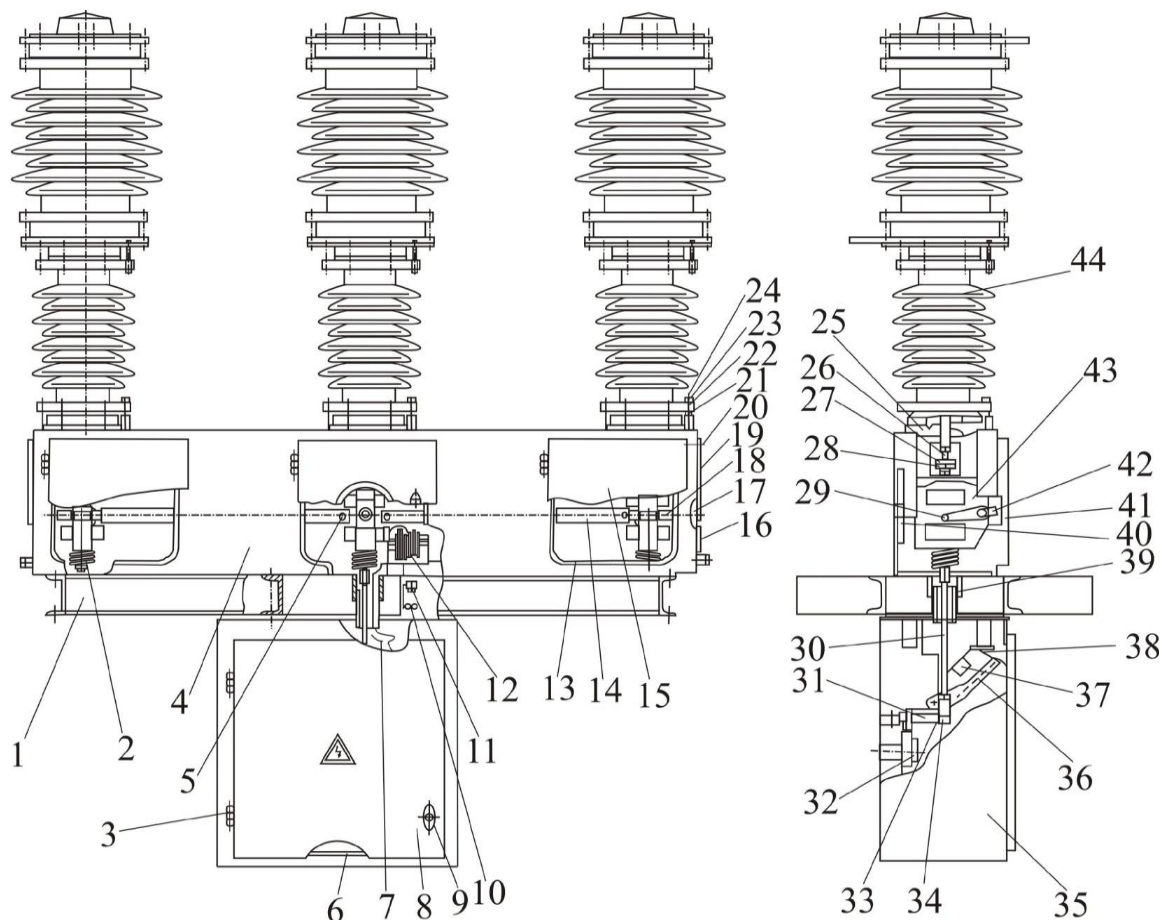


Рис. 7.47 Вимикач вакуумний серії ВР35НС:

1 – рама, 2 – пружина, 3 – шарнір, 4 – основа, 5 – вісь, 6, 13 – шнур ущільнювальний, 7 – втулка, 8 – двері, 9 – замок, 10, 11, 23 - болт, 12, 37 – клемний ряд, 14 – труба, 15 – двері, 16 – болт заземлення, 17 – табличка, 18 – прокладка, 19 – вал, 20 – кришка, 21, 22, 39 – кільце, 24 – на півкільце, 25 – диск, 26 – шток, 27, 28 – фланець, 29 – ролик, 30 – тяга, 31 – важиль, 32 – блок-контакти, 33 – вилка, 34 – ролик, 35 – шафа, 36 – важиль ручного вмикання, 38 – пружина, 40 – нагрівач, 41 – вікно, 42 – вказівник, 43 – електромагніт, 44 – полюс.

Для перемикання блок-контактів 32, а також для здійснення ручного вимикання вимикача важилем 36 середній електромагніт 43 кінематично з'єднаний з важилем 31 тягою 30 і вилкою 33. Тяга 30, а також проводка від шафи до електромагнітів і нагрівачів проходять через вертикальну трубу, розділену перегородкою. Для синхронізації спрацювання всі електромагніти 43 кінематично з'єднані між собою валами-трубами 14.

Основа 4 має троє ущільнених дверей 15 з замками. В середніх дверях є вікно 41 для візуального визначення положення вимикача по вказівнику 42. Вказівник 42 увімкненого і вимкненого положення вимикача кінематично з'єднаний з середнім електромагнітом і має таблички "УВМ" червоного кольору і "ВИМ" зеленого кольору. В основі 4 розміщені два нагрівачі, а в шафі керування 35 - один нагрівач для забезпечення підігріву повітря всередині вимикача при зовнішній температурі нижче мінус 25°С. Двері шафи мають два замки і також ущільнені.

Полюс складається з деталей і вузлів, показаних на рис. 7.48, а. Електричними виводами служать пластини 40 і 10. Комутуючим елементом полюса є ВДК 36, встановлена за допомогою болта 39 на буфері 1, який чотирма болтами закріплений на пластині 40. Струмопровідний контур полюса складається з пластини 40, гнучких зв'язків 37, контакту 38, ВДК 36, контакту 34, гнучких зв'язків 4 і пластини 10. Рухомий контакт ВДК з'єднаний з електромагнітом привода через шток 31 і ізоляційну тягу 28, яка містить тарільчаті пружини 30.

Нижній шток ізоляційної тяги 28 проходить до електромагніту через антифрикційну втулку 27 з зазором, чим забезпечується щілинне ущільнення внутрішньополюсного простору відносно привода при зворотньо-поступовому русі вказаного штока. Втулка 27 закріплена в диску 21 за допомогою кришки 23.

Несучими та ізолюючими елементами полюса є фарфорові покришки 29 та 35.

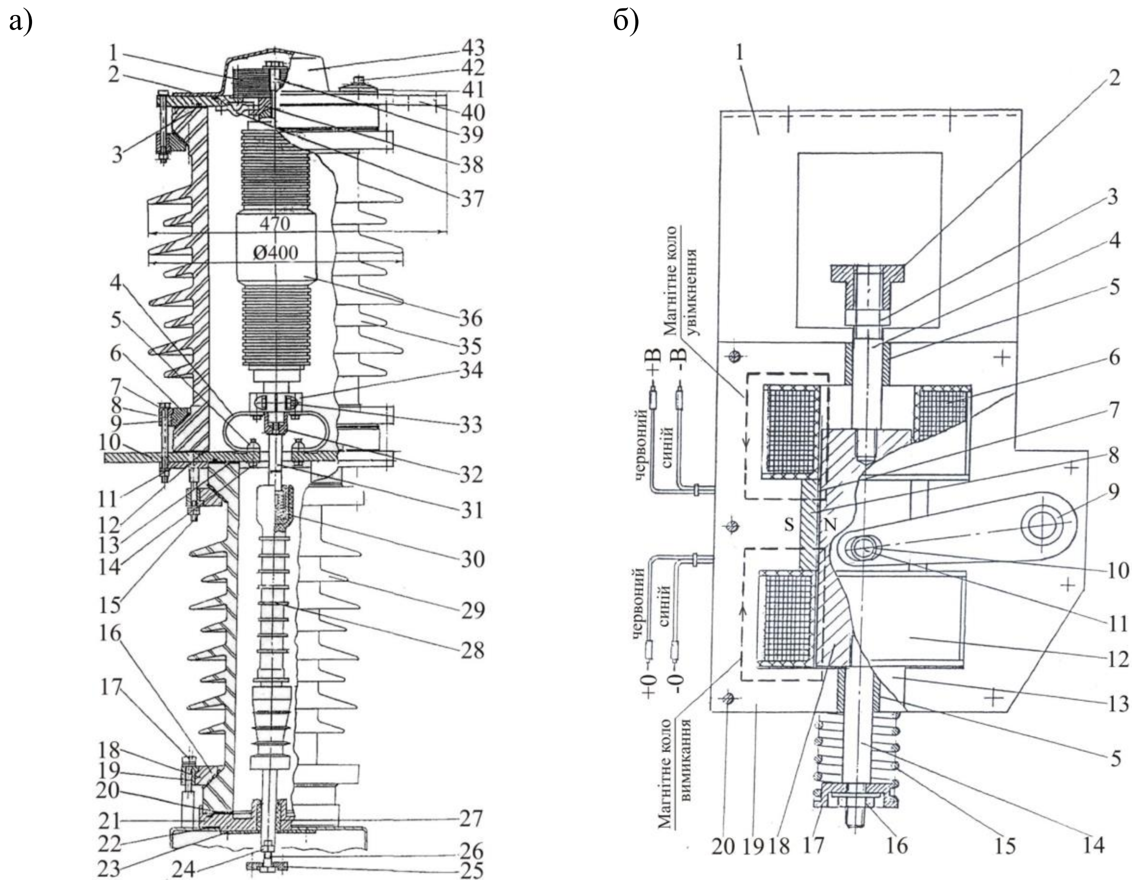


Рис. 7.48 Конструктивні елементи вимикача серії ВР35НС:

а) полюс:

1 – буфер, 2, 3, 8, 9, 11, 12, 13, 16, 19, 20 – кільця, 4, 37 – гнучкі зв’язки, 5 – планка, 6, 18 – напівкільця, 7, 14, 17, 33, 39, 42 – болти, 10, 40 – пластини, 15 – шпилька, 21 – диск, 22 – прокладка, 23, 43 – кришки, 24 – гайка, 25 – фланець, 26, 31 – шток, 27, 32 – втулки, 28 – тяга ізоляційна, 29 – покришка нижня, 30 – пружини тарільчаті, 34, 38 – контакти, 35 – покришка верхня, 36 – ВДК, 41 – шайба.

б) електромагніт:

1 - листи крайні; 2 - фланець; 3 - гайка; 4 - шток; 5 - призми; 6 - котушка увімкнення; 7 - фольга; 8 - постійний магніт; 9 - вал; 10-ролик; 11 - вісь; 12 - котушка вимикання; 13 - немагнітна прокладка; 14- шток; 15- пружина; 16- гайка; 17- шайба; 18-якір; 19- магнітопровод; 20 - шпилька.

Захист внутрішньополюсного простору від атмосферних забруднень та опадів здійснюється за допомогою еластичних кілець 2, 3, 12, 13, 20, встановлених між окремими елементами полюса, а також паронітової прокладки 22, встановленої між полюсом і основою вимикача. Всередині полюс має повітряну ізоляцію, а ізоляційні поверхні - збільшені шляхи витоку. Всередині полюс має повітряну ізоляцію, а ізоляційні поверхні - збільшені шляхи витоку. Для цього використовується ВДК 36 з ребристою фарфоровою поверхнею більшої довжини, а також ізоляційна тяга 28 з ребристою поверхнею також більшої довжини. Буфер 1 складається з набору сталевих шайб, закріплених на пластині 40 чотирма болтами з нормованою затяжкою. Буфер служить для зменшення деренчання контактів ВДК при їх замиканні. Електромагніт (рис. 7.50) складається з двох крайніх листів 1 між якими на шпильках 20 закріплені два шихтованих магнітопроводи 19 з котушкою увімкнення б і котушкою вимикання 12.

Якір 18 встановлений на штоках 4 і 14 співвісно з котушками в направляючих призмах 5 з можливістю осьового переміщення до упора в магнітопроводи. Між якорем 18 і магнітопроводами 19 симетрично осі встановлені два постійних магніти 8, які утримують якір в крайньому нижньому (рис. 7.48, б) або в крайньому верхньому положенні, утворюючи так названі "магнітні защіпки" за рахунок замикання якорем магнітного кола вимикання або магнітного кола увімкнення відповідно.

Вал 9, який використовується для синхронізації спрацювання електромагнітів, кінематично з'єднаний з якорем 18 через ролик 10, що знаходиться на осі 11, закріпленої на якорі. При осьовому переміщені якоря 18 вал 9 обертається.

Фланець 2, що знаходиться на штоці 4, служить для під'єднання ізоляційної тяги полюса. Пружина 15 служить для більш чіткого вимикання вимикача.

В верхній частині (на відгинах) крайніх листів 1 є чотири отвори для кріплення електромагніта на диску 25 (рис. 7.47).

В вимкненому положенні вимикача контакти ВДК розімкнуті, а якорі 18 (рис. 7.48, б) електромагнітів утримуються в крайніх нижніх положеннях за допомогою "магнітних защіпок" і пружин 15. В цьому положенні на кожний якір діють сили: сила втягування ВДК (атмосферний тиск), що направлена вгору, а також сила "магнітної защіпки", сила пружини 15, сила тяжіння рухомих елементів полюса, які направлені вниз. Вказівник 42 (рис. 5.35) повернутий доверху і показує символ "ВИМКНЕНО".

В увімкненому положенні вимикача якір електромагнітів утримується в крайніх верхніх положеннях силами притягання постійних магнітів, тобто "магнітними защіпками". В цьому положенні контакти ВДК замкнуті і підтиснуті через тарільчаті пружини 30 (рис. 7.48, а). На якір кожного електромагніта діють сили: сила тарільчатих пружин 30, сили пружин 2 (рис. 7.47) і сили тяжіння рухомих частин полюса, направлені вниз, а також сили "магнітних защіпок", направлені вгору. Вимикач надійно фіксується в увімкненому положенні "магнітними защіпками".

Вказівник 43 (рис. 7.47) повернутий донизу і показує символ "УВІМКНЕНО".

Для увімкнення вимикача необхідно через котушки увімкнення 6 (рис. 7.50) пропустити постійний або випрямлений струм. Внаслідок цього сила дії в магнітному колі увімкнення не зважаючи на максимальний зазор між якорем і магнітопроводом перебільшить силу утримання якоря "магнітною защіпкою" в магнітному колі вимикання, де аналогічний зазор відсутній.

При досягненні сили тяги величини зрушення якір 18 починає з прискоренням рухатись доверху, піднімаючи ізоляційну тягу 28 (рис. 7.48, а) і зв'язаний з нею рухомий контакт ВДК. Після замикання контактів ВДК тарільчаті пружини 30, встановлені в ізоляційній тязі 28 починають стискатися, утворюючи необхідне зусилля натискання контактів. Рух якоря завершується упиранням в магнітопровід і його фіксацією на "магнітну защіпку" - це визначає увімкнене положення вимикача. Блок-контакти 32 (рис. 7.47) перемикаються, а у вікні 41 з'являється символ "УВІМКНЕНО" вказівника 42.

Увімкнення вимикача відбувається в результаті спільної дії магніторушійних сил котушок увімкнення і дії постійних магнітів, що мають велику енергоємність і велику коерцитивну силу.

Котушки увімкнення трьох електромагнітів з'єднані послідовно і тому, при обриві кола в любій з котушок, вимикач не іде на увімкнення. Цим виключається спроба ненормованого увімкнення тільки одним або двома електромагнітами. Увімкнення можливе тільки всіма трьома електромагнітами.

Для вимикання вимикача необхідно через котушки вимикання 12 (рис. 7.48, б) пропустити постійний або випрямлений струм в певному напрямку. Внаслідок цього сила дії в магнітному колі вимикання перебільшить силу утримання якоря "магнітною защіпкою" в магнітному колі увімкнення. Якір електромагніта починає рухатися вниз опускаючи ізоляційну тягу 28 (рис. 7.48, а). На першій ділянці руху якоря контакти ВДК продовжують бути замкнутими, а стиснуті тарільчаті пружини 30 розтискаються забезпечуючи необхідну початкову швидкість контактів ВДК під час процесу дугогасіння.

Після того як тарільчаті пружини розтиснулися на величину їх ходу, починають розмикатися контакти ВДК і відбувається дугогасіння. Рух якоря вниз завершується упиранням в магнітопровід і його фіксацією на "магнітну защіпку" - це визначає вимкнене положення вимикача. Блок-контакти 32 (рис. 7.47) перемикаються, а в вікні 41 з'являється символ "ВИМКНЕНО".

Котушки вимикання трьох електромагнітів з'єднані паралельно. Нормоване вимикання вимикача відбувається навіть при обриві кола в одній або двох котушках вимикання.

Вимикач серії VM1. У вимикачі VM1 вперше використовувалися полюсні частини нової конструкції. Вакуумні дугогасні камери, для яких не потрібне жодне техобслуговування, створюють інтегрований блок з комплектною полюсною частиною. Це було досягнуто шляхом застосування спеціально розробленої технології заливки, при якій вакуумна дугогасна камера безпосередньо поміщена в епоксидну смолу і утворює полюсну частину вимикача. Завдяки цьому, більшою мірою, заздалегідь виключено зовнішній вплив на елемент, що включає.

В автоматичних вимикачах VM1 використовується вакуумні переривники, вбудовані в полюси (рис. 7.49). Вони міцні та захищені від ударів, скупчення пилу та вологості. У кожному полюсі переривник складається з контактів і камери, що перериває. Спрацьовування здійснюється магнітним приводом, керованим положенням датчика та електронним модулем.

Вимикачі VM1 доступні в стаціонарному та викочувальному виконанні. Висувна версія доступна для КРУ UniGear та модулів PowerCube. Вимикачі VM1 взаємозамінні за розміром з автоматичними вимикачами VD4, у яких використовуються такі ж вбудовані вакуумні переривники.

Вимикач VM1 (рис. 7.50) містить корпус 16, закріплені на корпусі три полюси 3 з вакуумними дугогасильними камерами 2 та розташованими всередині кожної зі згаданих камер нерухомим та рухомим контактами, останній з яких з'єднаний з тяговим ізолятором 7, який обладнаний пружинами підтискання 6. До зовнішнього кола полюса 3 приєднуються за допомогою верхнього 1 та нижнього 4 терміналів через гнучке з'єднання 5.

Електромагнітний привід виконаний у вигляді нерухомого магнітопроводу прямокутної форми, рухомого штока 13, розміщеного всередині магнітопроводу вздовж його поздовжньої осі, котушок включення 11 та вимкнення 14 та розташованих між ними двох постійних магнітів 12. Довжина рухомого штока менша за висоту магнітопроводу на задану величину ходу штока. Переміщення рухомого штока всередині магнітопроводу забезпечується котушками включення 11 та вимкнення 14 , а фіксування штока в крайніх

положеннях при знеструмлених котушках - постійними магнітами 12. Рухомий шток 13 своїми торцевими частинами з'єднаний з тягами вмикання та вимикання і має регулятор ходу 9. Електромагнітний привід закріплений у центральній частині корпусу у вертикальному положенні.

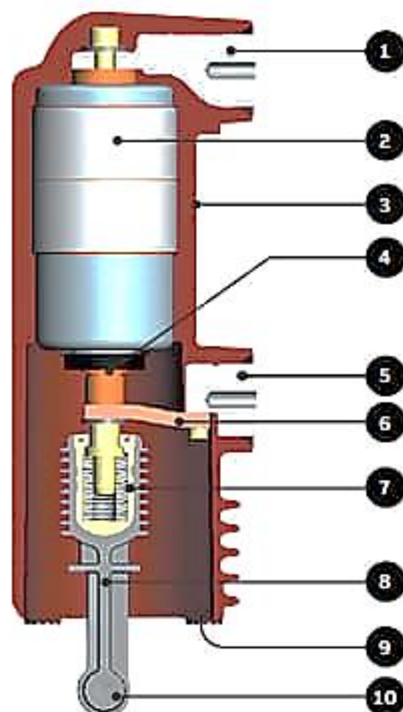


Рис. 7.49 Вакуумний переривник, вбудований в полюс:
1 – верхній термінал; 2 – вакуумний переривник; 3 – корпус/полюс; 4 – ступиця рухомого контакту; 5 – нижній термінал; 6 – гнучке підключення; 7 – пружинна вилка шатуна; 8 – шатун; 9 – кріплення полюса; 10 – підключення до керуючого механізму

Привідний механізм виконаний у вигляді валу 8 з жорстко закріпленими на ньому бічними одноплечими важелями і центральним двоплечим важелем, одне плече якого шарнірно з'єднане зі штоком електромагнітного приводу, а друге плече і бічні одноплечі важелі шарнірно з'єднані з тяговими ізоляторами відповідних контактів.

Механізм ручного відключення розташований 15 у верхній частині корпусу 16 і виконаний у вигляді горизонтального валу з кулачком, з'єднаного з тягою включення рухомого штока з можливістю вертикального його переміщення за допомогою згаданого кулачка.

Після успішного застосування вакуумних дугогасильних камер в області вимикачів високої напруги за останні 20 років вдалося знайти їхнє природне поєднання з технологією магнітного приводу. Усі функції інтегровані у магнітному приводі вимикача VM1. Це магнітна система з двома стійкими станами, в якій перемикання якоря у відповідні кінцеві положення викликане магнітним полем двох котушок, що електрично збуджуються. Якір утримується в кінцевих положеннях за допомогою двох постійних магнітів. Перемикання відбувається при збудженні однієї з двох котушок у момент, коли утримуюча сила постійних магнітів буде перевищена. При втраті допоміжної напруги можна протягом 200 секунд здійснювати електричне управління. Після цього вимикач можна вимкнути за допомогою ручної аварійної системи керування. Магнітний контур приводу спроектований таким чином, що якір безпосередньо через вал з важелями може діяти на рухомий контакт дугогасильної камери. В результаті такого способу створення

та перенесення керуючої сили виключається зношування. Техобслуговування при надзвичайно високій кількості перемикаючих циклів залишається в минулому. Магнітний привід та полюси закріплені до металевого каркасі, який також є опорою для стаціонарного варіанта вимикача.

Крім ізолюючих контактів та шнура з вилкою для підключення допоміжних кіл, викочування версія укомплектована візком для вкочування та викочування пристрою із закритими дверцятами.

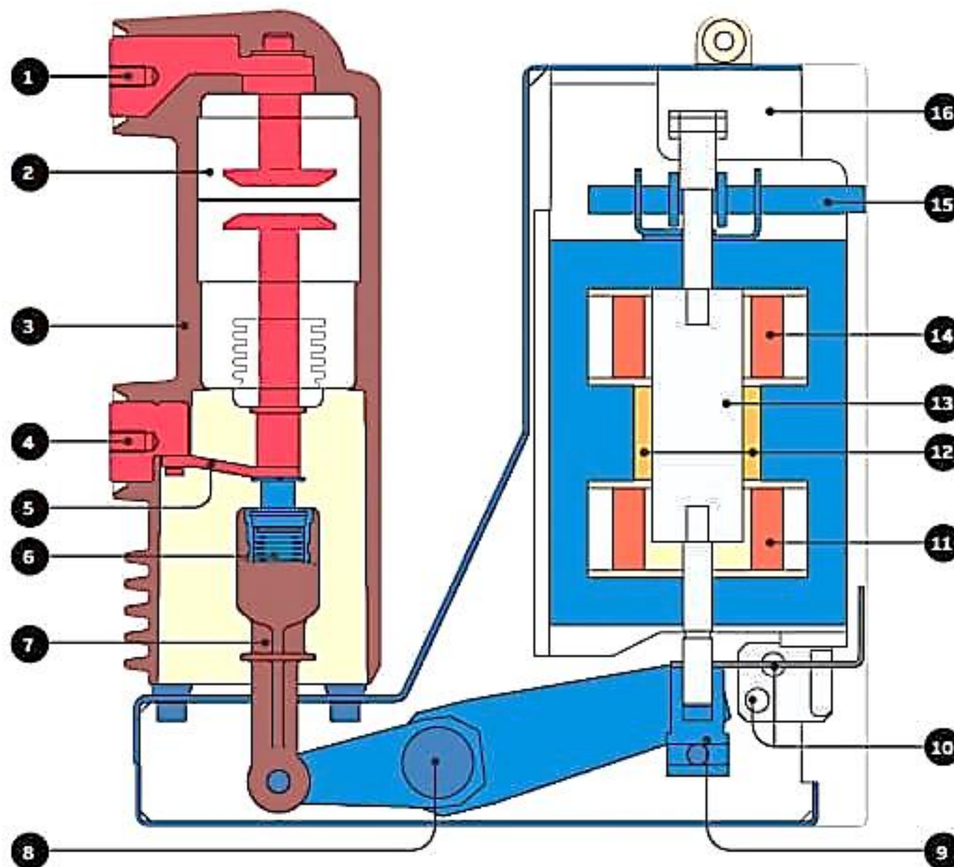


Рис. 7.50 Будова вимикача:

1 - верхній термінал; 2 - вакуумний переривник; 3 - оболонка полюса; 4 - нижній термінал; 5 - гнучке з'єднання; 6. пружина амортизатора; 7 - ізоляційна стяжка; 8 - вал важеля; 9 - регулятор ходу; 10 - датчики положення; 11 - вмикаюча котушка; 12 - постійні магніти; 13 - рухомий циліндр зі штоком; 14 - вимикаюча котушка; 15 - пристрій ручного аварійного відключення; 16 - несуча конструкція.

Вимикачі серії ВРС-110 (рис. 7.51) складаються з наступних основних частин: блоку полюсів, шафи з пружинним приводом і опорних металоконструкцій (стійок). Блок полюсів складається з :

- трьох полюсів з вакуумними камерами, виконаних з суцільнолитої кремнійорганічної ізоляції і заповнених азотом;
- рами з встановленими полюсами, в якій встановлені регульовані тяги і монітори щільності азоту.

Полюс вимикача типу ВРС-110 складається з вакуумної дугогасильної камери (ВДК), несучих покришок, ізоляційної тяги, верхнього та нижнього контактів, кріпильних деталей і деталей ущільнення для герметизації полюса. Верхня та нижня частини полюса виконані з склопластикової труби, покритої з зовнішньої сторони

кремнійорганічною ізоляцією. Для забезпечення ізоляційної міцності всередині полюса: простір між верхньою покришкою та вакуумної камерою заповнений полімерною ізоляцією, внутрішня поверхня нижньої покришки покрита кремнійорганічною ізоляцією. Ізоляційна тяга полюса, також покрита кремнійорганічною ізоляцією. Дана ізоляція тяги виконана з ребрами для збільшення шляху витоку. Для виключення появи та впливу вологи, всі внутрішні порожнини полюсів заповнені азотом з надлишковим тиском 0,15 Бар.

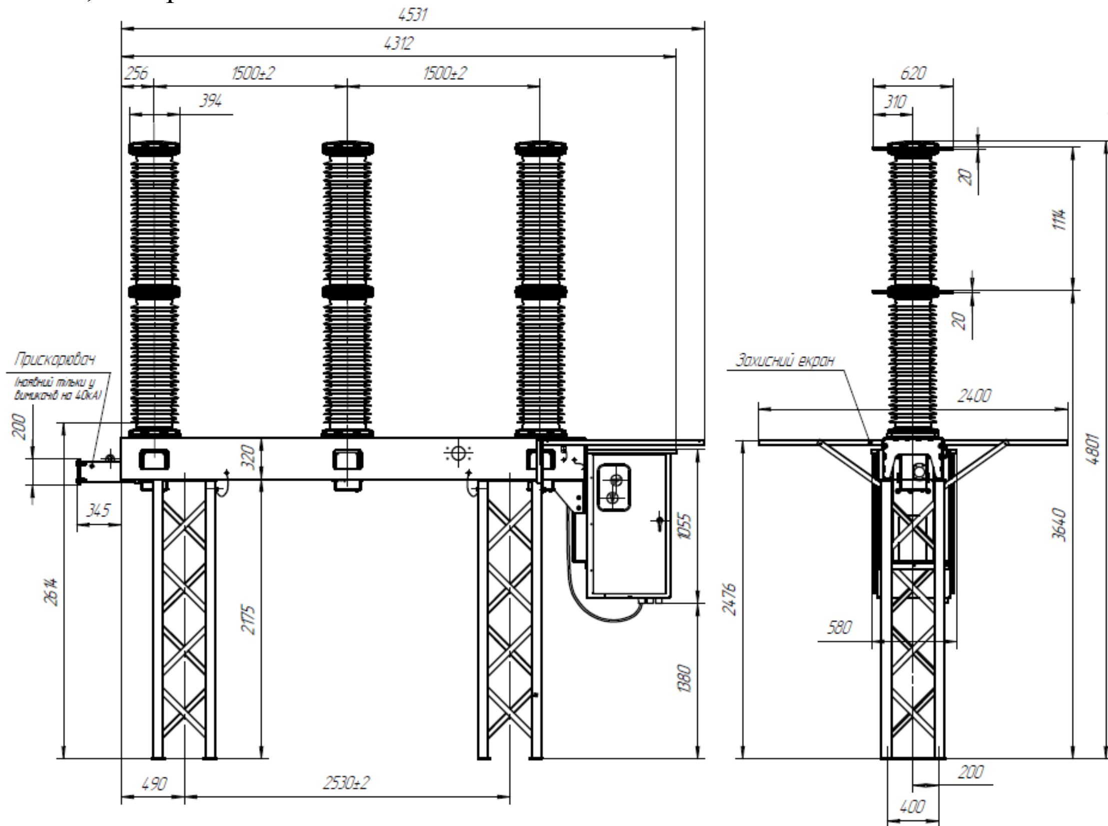


Рис. 7.51 Загальний вигляд вимикача ВРС-110 та його габаритні розміри

Кожний полюс має герметичну нижню внутрішню порожнину, яка за допомогою мідних трубок з’єднана з краном і монітором щільності азоту. Кран служить для заповнення цих порожнин азотом и має додаткову зовнішню заглушку. Монітор має термокомпенсаційний механізм, що дозволяє контролювати щільність азоту в порожнині полюса у всьому температурному діапазоні роботи вимикача.

Пружинний привід вимикача типу ВРС-110 встановлений в шафі приводу та кінематично пов'язаний через тяги з полюсами вимикача.

Управління приводом вимикача забезпечується по колу електродвигуна заведення включаючої пружини і по колах управління та захистів, а саме по колу електромагніту відключення, по колу електромагніту включення і по колу електромагніту відключення від незалежного живлення.

Всі кола управління, захистів та обігріву приводу виведені на клемний ряд, встановлений в шафі приводу. Для під'єднання до зовнішніх вторинних кіл в дні шафи приводу встановлені втулки, через які вводяться джгути для під'єднання до клемного ряду.

Включення вимикача здійснюється за рахунок енергії включаючої пружини приводу. Взведення вмикаючої пружини приводу може бути виконаний, або автоматично за допомогою електродвигуна, або вручну рукояткою взводу включаючої пружини.

Після зведення вмикаючої пружини може бути виконана операція «В», яка виконується, або подачею напруги в коло електромагніту включення, або натисканням на кнопку включення. Після виконання операції «В» слідує автоматичний взвод вмикаючої пружини для можливості здійснення АПВ.

Включений вимикач може бути відключений подачею напруги в коло електромагніта відключення, яке може бути задіяне від незалежного живлення, або за допомогою кнопки відключення. Відключення здійснюється за рахунок енергії пружин механізмів підтискання полюсів і відключаючої пружини, які зводяться при включенні вимикача. У схемі управління вимикача типу ВРС-110 є реле блокування повторного включення. У шафі приводу встановлений перемикач для вибору режиму управління вимикачем . Перемикач має два фіксованих положення : «місцеве» і «дистанційне».

У шафі приводу також встановлено перемикач подачі команд «Включити» та «Відключити» при місцевому управлінні та перемикач з самоповерненням в нейтральне положення.

7.13 ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ

Елегазові вимикачі розглядаються як найбільш перспективні, особливо на напругу 110 та 220 кВ. Вони призначені для комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах, а також для роботи в циклах автоматичного повторного вмикання (АПВ) в мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 110 кВ та вище.

Принцип роботи вимикачів заснований на гасінні електричної дуги потоком елегазу або газової суміші, який утворюється за рахунок перепаду тиску, що створюється автогенерацією, тобто тепловою енергією дуги та поршневим пристроєм в дугогасильній камері.

Елегаз (SF_6 - шестифториста сірка) є інертним газом, щільність якого перевищує в 5 разів щільність повітря. Електрична міцність елегазу в 2 - 3 рази перевищує міцність повітря. При тиску 0,2 МПа його електричну міцність можна порівняти з міцністю трансформаторного масла. При атмосферному тиску в елегазі може бути погашена дуга зі струмом, що перевищує в 100 разів струм, що відключається в повітрі за тих же умов.

Елегаз є «електронегативним» газом. Його молекули мають здатність захоплювати електрони. При цьому утворюються малорухливі, важкі негативні іони, які повільно пересуваються в електричному полі. Така здатність елегазу пояснюється його хімічними властивостями. Втрата електронів робить дугу нестійкою і вона легко гасне.

Гасіння дуги у струмені елегазу, відбувається ще інтенсивніше. Висока діелектрична міцність елегазу забезпечує необхідний ступінь ізоляції за мінімальних відстаней.

Горіння дуги в елегазі при вимиканні будується на генерації дугою високотемпературного проводжуючого середовища (плазми). Для гасіння дуги необхідно мати дугогасильну камеру, яка забезпечує одночасно охолодження та видування плазми елегазом під високим тиском. У зв’язку з цим, сучасні дугогасильні камери елегазових вимикачів мають складну конструкцію, що має більш ніж 20 рухомих механічних частин. Елегаз досить дорогий, тому гасіння дуги у його струмені з вихлопом в атмосферу нерентабельне. Тому елегазовий вимикач є замкнутою системою без викиду газу назовні.

Схема аналізу елегазу - така ж, як і при масляній ізоляції: відбір проб дефектного елегазу, що містить продукти розкладання від теплоти дуги. Дослідження дефектного елегазу включає аналіз елегазу, вміст вологи в газі, визначення інтенсивності і тривалість горіння дуги. Основними інструментами, які використовуються при аналізі, є газовий хроматограф з термоелектронною пасткою та полум'яний спектрофотометр.

Одним із недоліків використання елегазу є небезпека для обслуговуючого персоналу та навколишнього середовища отриманих, в результаті електрохімічної реакції, речовин. Дійсно, внаслідок виникнення електричної дуги в об'ємі, заповненому гексафторидом сірки, утворюються такі речовини, як нижчі фториди та сполуки сірки, а також, за певних умов – наявність хоча б малої кількості вологи, велика ймовірність появи плавикової кислоти та агресивних сполук фтороводню. Фізично, це можна відчути відразу після відкриття полюса вимикача після комутації, за наявності в повітрі специфічного сірчаного запаху. Насправді, для нейтралізації цього негативного чинника, використовуються повністю герметичні елегазові комутаційні апарати з встановленими всередині фільтрами – адсорберами, які активно поглинають вологу та продукти розкладання газу. Щоб уникнути різноманітних негативних наслідків, демонтаж, ремонт або утилізація елегазового апарату повинні проводитися кваліфікованим персоналом, із застосуванням спеціальних технологій та відповідного обладнання.

Наступною небезпекою використання гексафториду сірки є плинність цього газу. Незважаючи на те, що елегаз, дійсно, настільки плинний, що просочується не тільки через роз'ємні ущільнювачі але і просто через метал оболонки, на практиці, об'єм речовини, що вилетіла, мізерно малий. Практичні виміри реальних значень цього показника свідчать, що це число набагато менше необхідного нормами експлуатації. Разом з тим комутаційні апарати конструктивно виготовляють таким чином, що було б можливим здійснювати відключення електроживлення при зниженому тиску і виконувати комутацію робочих струмів при нульовому надлишковому тиску. Усередині об'єму комутаційного апарату перевіряють електричну міцність пристрою, при виготовленні використовують сучасні ущільнювачі, які не схильні до деформацій і стійкі до впливу продуктів розкладання гексафториду.

Ще одним недоліком використання елегазових комутаційних апаратів є їхня підвищена вибухонебезпечність. Така ситуація можлива через те, що при появі короткого замикання «на корпус» можливе виникнення стійкої дуги, що призводить до стрибкоподібного підвищення тиску всередині апарату. Усередині об'єму елегазової розподільної установки (КРУЕ) або комутаційного апарату так само перевіряють електричну міцність пристрою, при виготовленні використовують сучасні ущільнювачі, які не схильні до деформацій і стійкі до впливу продуктів розкладання гексафториду. Також необхідно врахувати, що в моноблоках, що використовуються при середніх значеннях напруги, відсутні роз'ємні з'єднання.При використанні елегазу необхідно враховувати той факт, що при зниженні температури частина його переходить у рідкий стан і знижується тиск усередині апарату. При тиску 1,5 МПа вона становить лише 6 °С.

Як було описано вище, дані фізико-хімічні властивості газу враховуються виробниками у процесі виготовлення комутаційних апаратів при забезпеченні їхньої електричної міцності. А для забезпечення дугогасильної здатності, при експлуатації в умовах ХЛ1 застосовують суміш елегазу з азотом або просто нагрівають сам апарат.

Крім того ще одним з недоліків елегазу є здатність розкладати вологоутримуючі синтетичні ізоляційні матеріали при зіткненні з ними.

Тому рекомендується застосовувати в елегазових конструкціях стійкі ізоляційні матеріали, наприклад, тефлон.

Як вже відмічалося головною перевагою у використанні гексафториду сірки є його дугогасильна здатність, яка в кілька разів більша ніж у повітря. Процес гасіння електричної дуги в елегазі більш тривалий та плавний. Особливість процесу полягає в тому, що при «наднульових» значеннях струму підтримується стрижень дуги і обривається саме в останній момент переходу через нуль.

Джерел виникнення потоку елегазу газу - два:

– підвищення тиску в одній із заповнених газом порожнин дугогасительного пристрою, обумовлене зменшенням її замкнутого обсягу;

– підвищення тиску газу в цій же порожнині внаслідок його розширення під дією теплової енергії самої електричної дуги.

Перше джерело превалює при відключенні малих струмів, а друге - великих.

По конструкції розрізняють колонкові та бакові вимикачі.

Для колонкового виконання, полюс є вертикальною колоною, що складається з двох (і більше) ізоляторів. У верхньому ізоляторі розміщено дугогасильний пристрій, а нижній ізолятор - служить опорою для нього та забезпечує йому необхідну ізоляційну відстань від заземленої рами. Усередині опорного ізолятора розміщена ізоляційна штанга, що з'єднує рухомий контакт дугогасильного пристрою з приводною системою апарату (рис. 7.52, а).

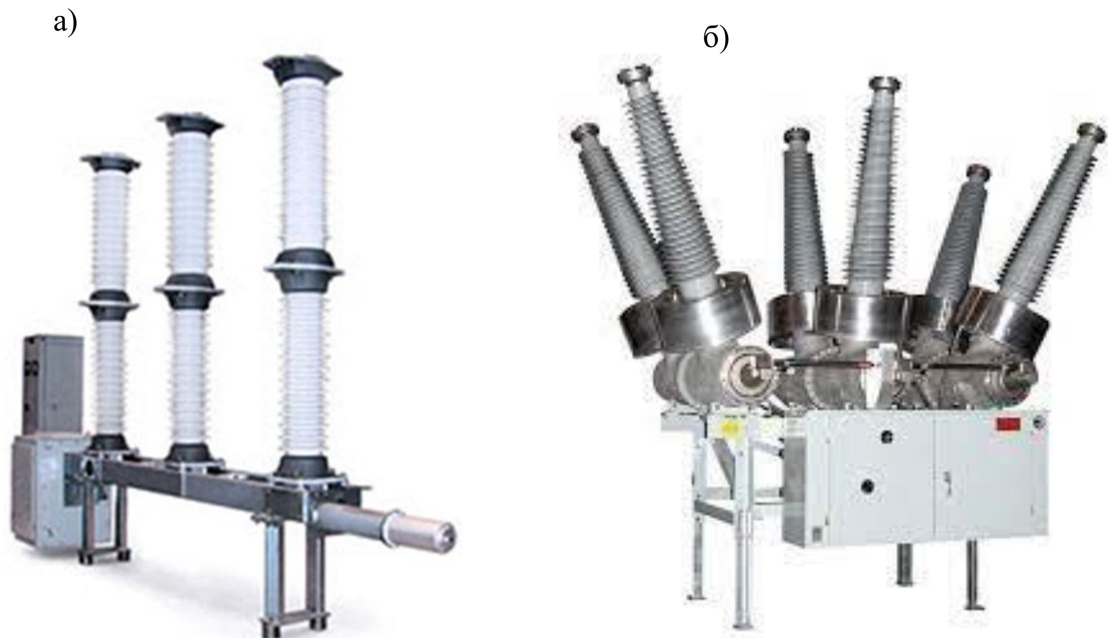


Рис. 7.52 Загальний вигляд елегазових вимикачів:
а) колонковий вимикач; б) баковий вимикач

Для бакового виконання, полюс являє собою металевий циліндричний бак на якому встановлені два ізолятори, що утворюють високовольтні вводи вимикача. Дугогасильний пристрій в такому вимикачі розміщено в заземленому металевому корпусі. Бакові елегазові вимикачі мають набагато менші розміри порівняно з масляними, мають один спільний привод на три полюси та вбудовані трансформатори струму (рис. 7.52, б).

У верхній частині ізолятора вимикача зазвичай встановлюється фільтр - поглинач вологи і продуктів розкладання елегазу під дією електричної дуги. Фільтром в ньому служить активований абсорбент - синтетичний цеоліт NAX. Також на всіх сучасних вимикачах встановлений запобіжний клапан - пристрій з тонкостінної мембраною, яка розривається при тиску, який виникає при внутрішньому короткому замиканні, але не досягає значення, при якому випробовуються власне ізолятори.

В елегазових вимикачах застосовуються різні способи гасіння дуги залежно від номінальної напруги, номінального струму вимкнення і експлуатаційних особливостей в місці встановлення. В елегазових дугогасильних пристроях при гасінні дуги проходження газу крізь сопло відбувається не в атмосферу, а в замкнутий об'єм камери, заповнений елегазом при відносно невеликому надлишковому тиску.

За способом гасіння дуги в елегазі різняться такі елегазові вимикачі:

– автокомпресійні, з дуттям в елегазі, створюваним за допомогою компресійного пристрою (елегазові вимикачі з одним ступенем тиску);

– вимикачі, в яких гасіння дуги в дугогасильних пристроях, забезпечується обертанням її по кільцевим контактам, під дією поперечного магнітного поля, створюваного струмом який вимикається (елегазові вимикачі з електромагнітним дуттям);

– вимикачі з дугогасильним пристроєм поздовжнього дуття, в якому попередньо стиснений газ надходить з резервуара з відносно високим тиском елегазу (елегазові вимикачі з двома ступенями тиску);

– вимикачі з дугогасильним пристроєм поздовжнього дуття, в якому підвищення тиску елегазу, відбувається завдяки розігріванню газового середовища дугою вимкнення в спеціальній камері (елегазові вимикачі з автоматично генерованим дуттям).

Сучасні вимикачі переважно оснащені дугогасильним пристроєм автокомпрессіонного типу, тому що вони мають експлуатаційні переваги при відключенні великих струмів. Принципова схема дугогасильного автокомпресійного пристрою елегазового вимикача наведено на рис. 7.53, а.

При відключенні циліндр 3 разом з контактом 2 переміщається в корпусі 5 вниз, утворюючи розрив між рухомим 2 та нерухомим 1 контактами, в результаті чого через центральний отвір, що відкрився, загоряється дуга. Поршень 4 залишається нерухомим, тому при русі циліндра вниз елегаз над поршнем стискається, створюється дуття в об'єм камери та порожнистий контакт 1. Стовп дуги інтенсивно охолоджується і потік газу гасить дугу. При включенні циліндр 3 переміщається вгору, контакт 1 опиняється у верхній камері циліндра і коло замикається.

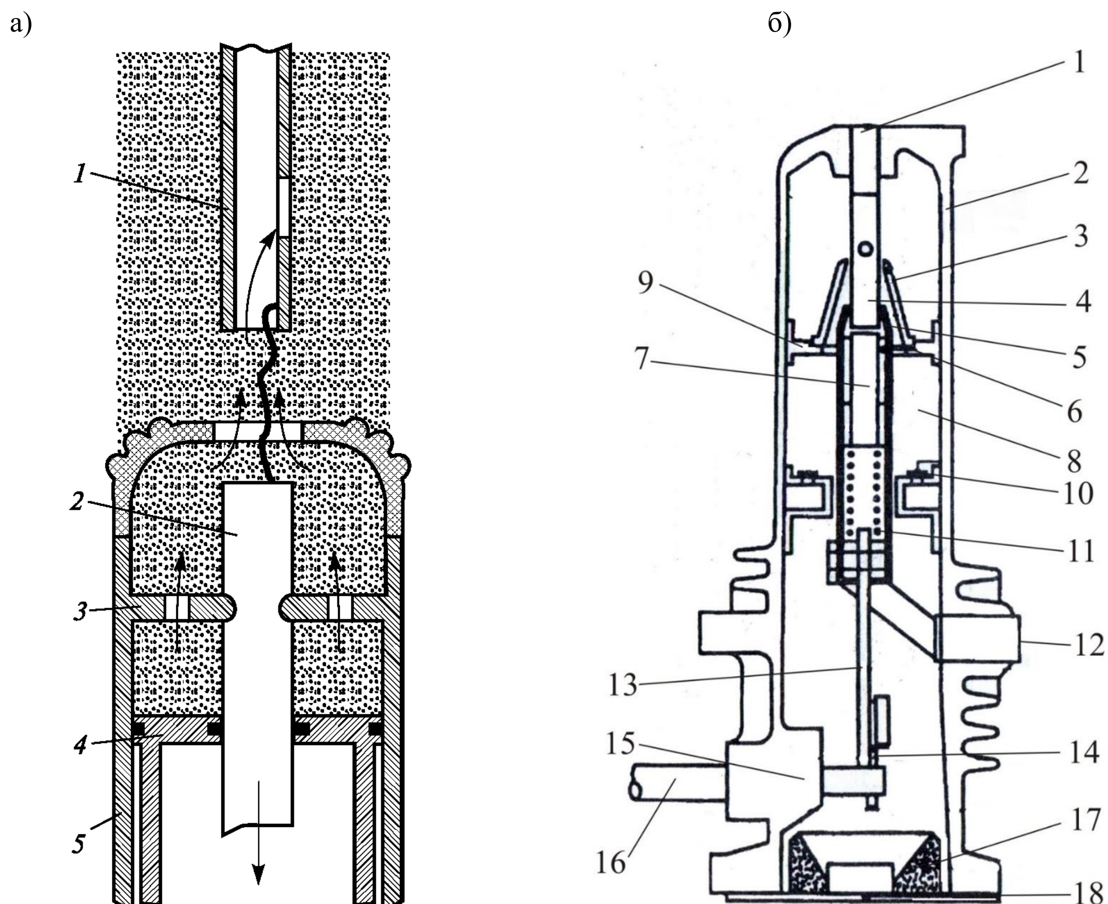


Рис. 7.53 Автокомпресійний елегазовий вимикач
а) схема дугогасильного пристрою; б) принцип дії

Розглянемо принцип дії автокомпресійного елегазового вимикача (рис. 7.53,б). В увімкненому стані струм тече через верхній струмовий увід 1; нерухомий дугогасильний контакт 4, рухомий основний контакт 5, нижній струмовий увід 12. Після команди на вимикання привод приводить у дію вал 16, який обертаючись через систему ущільнення 15 передає механічний момент головному штоку 13 через важіль вала 14 та здійснюється стискання елегазу у напірній камері 8. При цьому нерухомий та рухомий дугогасильні контакти 4 та 7 залишаються замкненими під дією пружини 11. Після цього починається розходження нерухомого та рухомого дугогасильних контактів 4 та 7 в наслідок послаблення пружини 11. Головний шток з ізолюючого матеріалу 13 починає віддаляти їх один від одного. При розходженні нерухомого та рухомого дугогасильних контактів між ними виникає електрична дуга. До рухомого дугогасильного контакту прикріплений поршень 9 з герметизуючою насадкою 3, що рухається в напірній камері 8, яка забезпечує одночасне охолодження та обдування дуги елегазом під високим тиском. Напірна камера з поршнем та герметизуючою насадкою при повному розходженні контактів забезпечує повне гасіння електричної дуги в дугогасильній камері.

Вимикач елегазовий баковий серії DT призначений для комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах, а також для роботи в циклах АПВ у мережах змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 145 кВ в умовах помірного та холодного повітрі та у закритих приміщеннях.

Вимикачі серії DT відносяться до електричних комутаційних апаратів високої напруги, в яких гасильним і ізолюючим середовищем є елегаз (SF_6).

Вимикач складається з трьох полюсів, встановлених на загальній рамі та механічно пов'язаних один з одним. Усі три полюси вимикача керуються одним пружинним приводом.

Принцип роботи вимикача заснований на гасінні електричної дуги потоком елегазу, що створюється за рахунок перепаду тиску, що забезпечується автогенерацією, тобто. тепловою енергією дуги, а також поршневим пристроєм. Включення вимикачів здійснюється за рахунок енергії пружин приводу, що вмикають, а відключення - за рахунок енергії пружини відключаючого пристрою вимикача.

Загальний вигляд вимикача серії DT наведено на рис. 7.54, а дугогасильний пристрій на рис. 7.55.

Блоки рухомого та нерухомого контактів містять розмикаючі головні контакти 4, 21 і забезпечені металокерамічними напайками дугогасильні контакти 3, 22 (рис. 7.55).

Блок рухомого контакту містить поршневий пристрій для створення тиску у внутрішніх порожнинах дугогасильного пристрою обмежених перегородкою 14, поршнем 15, трубою 17, гільзою 16 і фторопластовими соплами 18 та 19, в яких потоки элегаза набувають напрямок, необхідний для ефективного гасіння електричної дуги.

Поршневий пристрій складається з поршня 15, що розділяє надпоршневу порожнину високого тиску А та підпоршневу порожнину Б, системи клапанів 5, 7, 8, що дозволяє забезпечити перетікання елегаза для створення ефективного дуття в зоні горіння дуги у всіх комутаційних режимах.

У включеному положенні головні та дугогасильні контакти замкнуті. При відключенні спочатку розмикаються практично без дугового ефекту головні контакти при замкнених дугогасильних, а потім розмикаються дугогасильні. Ковзний контакт між трубою 17 поршневого пристрою і гільзою 16 рухомого контакту здійснюється покладеними в її поглиблення контактними елементами 6, що мають форму замкнутих дротяних спіралей. При відключенні великих струмів короткого замикання та виникненні високого тиску всередині надпорпшевої порожнини за рахунок теплового розширення елегаза клапан 5 закривається, відокремлюючи надпоршневу порожнину А від підпорпшевої Б.

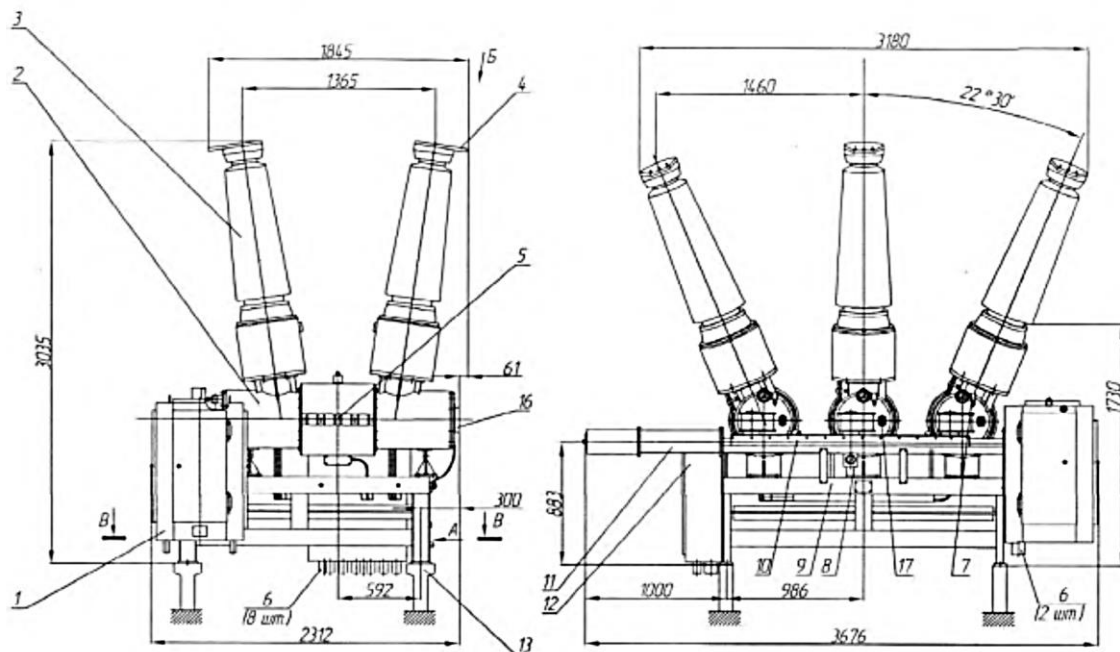


Рис. 7.54 Загальний вигляд вимикача серії DT:

1 – пружинний привід; 2 – дугогасильний пристрій; 3 – увід; 4 – вивід; 5 - пристрій електропідігріву; 6 – муфта кабельна; 7 – сигналізатор густини; 8 - покажчик положення контактів; 9 – рама; 10 - пристрій передавальний; 11 – механізм, що відключає; 12 – шафа вторинних з'єднань; 13 – опора рами; 14 - болт; 15 – знак заземлення; 16 - козирок розривної мембрани; 17 – клапан для заправки елегазом

Дугогасіння здійснюється шляхом створення в зоні горіння дуги ефективного двостороннього дуття елегазу через сопла 18 та 19.

При цьому гасіння здійснюється за рахунок накопиченого високого тиску, який не перешкоджає руху рухомих частин у відключене положення. При високій компресії в підпорпшової порожнині Б відкривається розвантажувальний клапан 8, що виключає гальмування та суттєве зниження швидкості рухомих частин. Клапан 7 закритий в процесі відключення при високому тиску підпоршневої порожнини. Він відкривається при включенні та впускає свіжу порцію холодного газу, яка використовується для подальшої операції відключення.

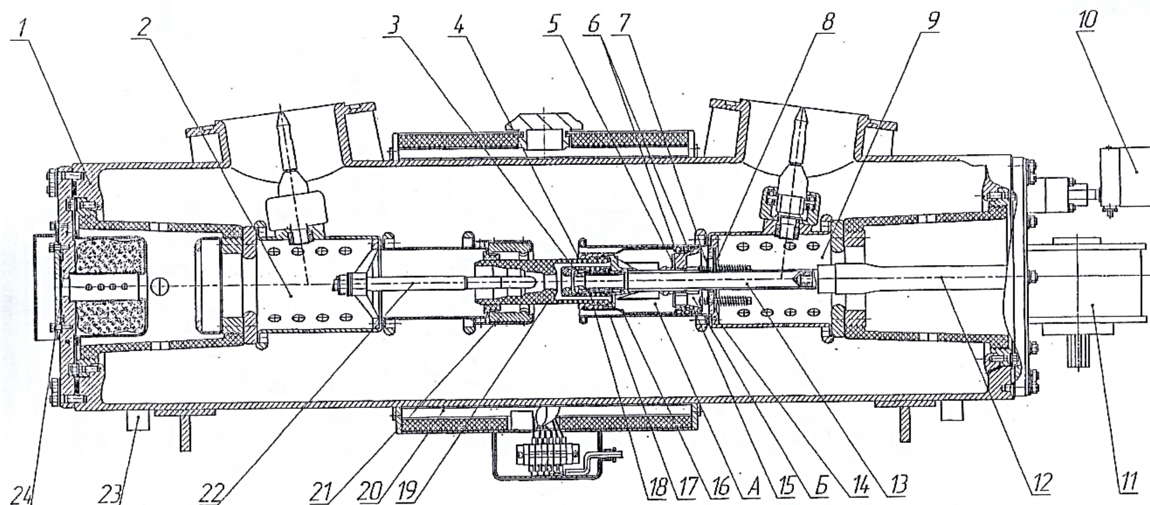


Рис. 7.55 Дугогасильний пристрій вимикача серії DT

При відключенні малих струмів газ з підпоршневої порожнини через відкритий клапан 5 та надпоршневу порожнину А подається в міжконтактний проміжок та здійснює гасіння дуги. Полюси вимикача автономну газову систему. Кожен полюс забезпечений електроконтактним сигналізатором щільності показувального типу.

Сигналізатор щільності має пристрій температурної компенсації, що приводить показання тиску до температури 20 °С, і три пари контактів, що замикаються при зниженні щільності елегазу (наприклад при наявності витоків елегазу).

Одна пара контактів замикається при зниженні абсолютного наведеного тиску до 0,44 МПа, подаючи сигнал про необхідність поповнення полюса елегазом. Дві інші пари контактів одночасно замикаються при зниженні абсолютного наведеного тиску до 0,42 МПа, подаючи сигнал на заборону оперування вимикачем або примусового його відключення із забороною на включення.

Вбудовані трансформатори струму служать для підключення вимірювальних приладів та кіл релейного захисту.

Пружинний привод призначений для дистанційного та місцевого управління вимикачем з власними пружинами, що вимикають, і роботою статичного включення. Привод забезпечує включення вимикача, утримання його у включеному положенні та звільнення рухомих частин вимикача для відключення. Увімкнення або вимкнення здійснюється дистанційно (від ключа управління) подачею напруги на котушку електромагнітів увімкнення або відключення.

Елегазовий вимикач серії 3AP1FG для номінальних напруг до 145 кВ є триполюсним автоматичним компресійним вимикачем для зовнішньої установки, у якому в якості ізолюючого та дугогасильного засобу застосовується елегаз. Вимикач має один пружній привод на всі фази, що дозволяє йому виконувати операцію АПВ на трьох фазах.

Три ізолятора триполюсого вимикача розташовані на спільній основі 1 (рис. 7.56). Дугогасильні камери 4 заповнені елегазом, який слугує ізоляційним та дугогасильним середовищем. Щільність елегазу контролюється за приладом контролю щільності, а рівень тиску відображується на манометрі. Вимикач має пружинний привод 3, який розташовується на несучій опорі 1. Енергія, яка необхідна для виконання комутації, накопичується у загальній для всіх полюсів пружині, що вимикається. Пружини, що вмикають та вимикають розташовані в блоці привода. В опорних ізоляторах 2 розташовуються приводні механізми, за допомогою яких здійснюються операції вмикання та вимикання

Опорний ізолятор фази В задіюється за допомогою зворотного механізму безпосередньо пружинним приводом та з’єднується з поворотними механізмами опорних ізоляторів А та С за допомогою з’єднувальних штанг. На вбудованій у блок привода 3 монтажній рамі розташовані всі пристрої, які необхідні для контролю та керування вимикачем, а також клемні коробки, що необхідні для електричних приєднань.

Три опорних ізолятора вимикача однакові за виконанням. Дугогасильна камера змонтована на штирьовому ізоляторі, який утворює ізоляцію по відношенню до землі. Рух вимикання передається від пружинного привода через приводний шток, вал та контактний шток на дугогасильну камеру. В поворотному механізмі розташований фільтруючий пакет, який призначений для збирання продуктів розкладу елегаза та для підтримання елегазу у сухому стані.

При напругах до 245 кВ вимикачі серії 3AP1FG працюють на основі дугогасильної камери з автокомпресією, конструкція якої та її принцип дії показаний на рис 7.57.

У замкнутому стані робочий струм проходить через головний контакт 4 та контактний циліндр 5. При відключенні першим розмикається головний контакт 4, і струм починає проходити ще по замкнутому дугогасильному контакту. Далі

розмикається дугогасильний контакт 3 між контактами виникає дуга. Одночасно контактний циліндр 5 переміщується в цоколь 6, стискаючи наявний у ньому елегаз. Стиснення газу (компресія) призводить до виникнення потоку газу спрямованого через контактний циліндр 5 та сопло 2 до дугогасильного контакту, внаслідок чого дуга гасне.

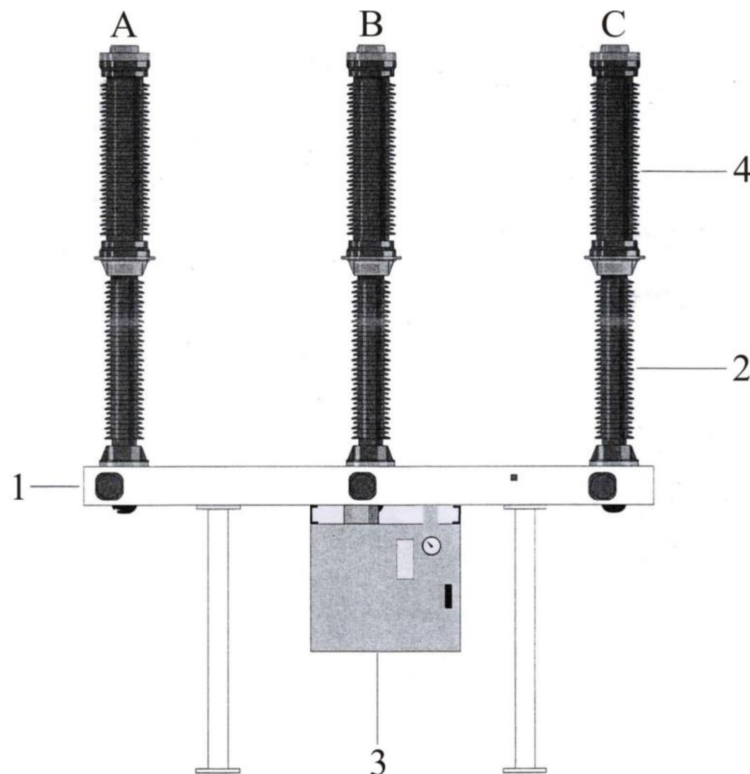


Рис. 7.56 Загальний вигляд вимикача 3AP1FG

1 – несуча опора; 2 – опорний ізолятор; 3 – блок приводу; 4 – дугогасильна камера.

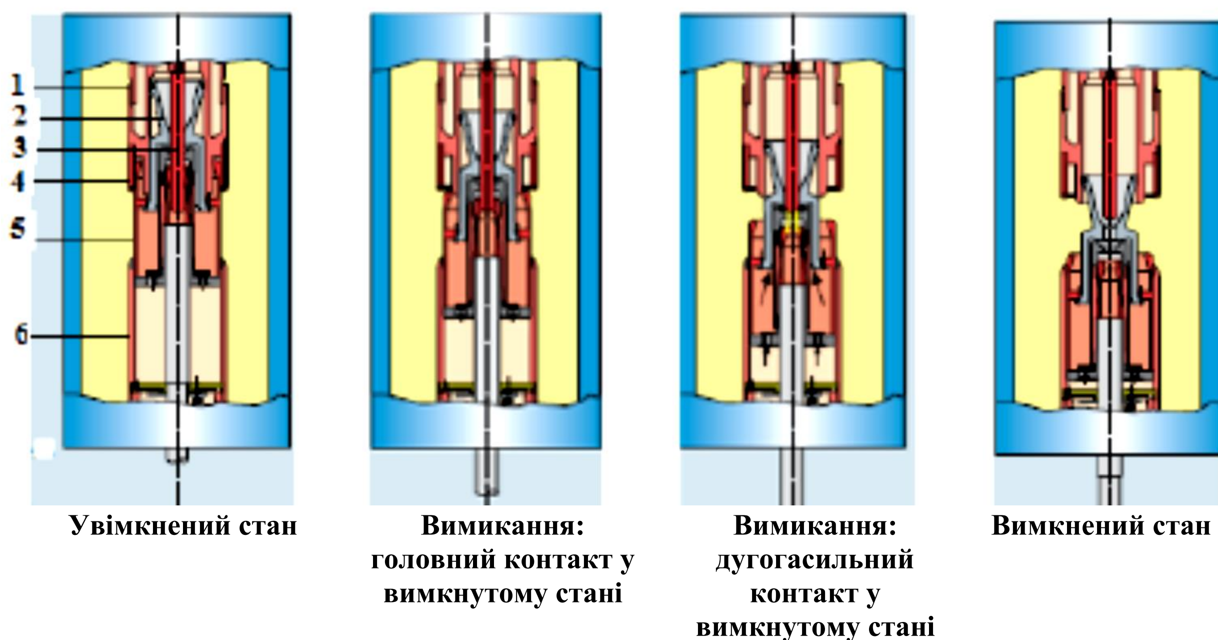


Рис. 7.57 Конструкція та принцип дії дугогасильної камери:

1 – контактоутримувач; 2 – сопло; 3 – дугогасний контакт; 4 – головний контакт; 5 – контактний циліндр; 6 – цоколь.

У разі розмикання кола з великими струмами відключення (коротке замикання) елегаз на дугогасильному контакті сильно нагрівається, що призводить до зростання тиску в контактному циліндрі і далі потік газу під підвищеним тиском проходить через сопло та дуга гасне.

Елегазовий вимикач типу LTB D1.Високовольтний вимикач LTB з газом SF_6 призначений для роботи з напругою в системі 72,5÷170кВ при номінальному струмі вимикання 31,5/40 кА (рис. 7.58).

Три полюси високовольтного вимикача 1 можуть бути встановлені на окремих опорних конструкціях чи на загальній опорній рамі 2 (рис. 7.58). При триполюсній роботі полюси вимикача з'єднані один з одним та з механізмом за допомогою тягових штанг. Вимикаюча пружина з'єднана з однією зі штанг, а з іншого свого кінця – з виконавчим механізмом.

Кожен полюс вимикача - це герметичний вузол, який містить у собі вимикаючий блок, фарфоровий опорно-стрижневий ізолятор та корпус механізму. Полюси заповнені газом при + 20°С.

Надійність роботи та термін служби вимикачів із газом SF_6 залежить від здатності підтримувати тиск газу SF_6 та від здатності нейтралізувати вплив вологості та руйнівних речовин у газі при перериванні струму.

Подвійні ущільнюючі кільця з нетрилової гуми використовуються для ущільнення і дають прекрасні результати. Кожен вимикаючий блок комплектується абсорбером, що поглинає вологу та газоподібні руйнівні речовини, які виділяються за час переривання струму.

Оскільки вимикаюча здатність залежить від щільності газу SF_6, високовольтний вимикач LTB комплектується загальним для всіх трьох полюсів монітором щільності, що має реле тиску, незалежно від температури.

Залежні від температури коливання тиску в полюсах вимикача компенсуються за допомогою герметичного об'єму еталонного газу. Тому сигнал тривоги подається у випадку, коли тиск падає внаслідок витікання.

Високовольтний вимикач типу LTB приводиться в дію від пружинного виконавчого механізму 3 типу BLK, який встановлений у простому, компактному і стійкому до корозії корпусі бризкозахисного виконання та закріплюється на конструкції. Один виконавчий механізм BLK використовується для триполюсної роботи і три механізми – для однополюсної роботи високовольтного вимикача.

Впровадження нового пружинного виконавчого механізму BLK з приводом від двигуна стало можливим завдяки низькій необхідній енергії високовольтного вимикача. В основу конструкції виконавчого механізму покладена спіральна пружина.

Механізм характеризується мінімальною кількістю механічних компонентів, що забезпечують високу надійність. Високовольтний механізм характеризується такими основними компонентами:

- вимикаюча спіральна пружина, що безпосередньо приводить у дію важіль високовольтного вимикача без проміжного кулачкового диску, ланки чи вала;
- спіральна пружина приводиться в дію невеликим універсальним двигуном;
- вмикаючий та вимикаючий пристрій ідентичної конструкції є швидкодіючим та нечутливим до вібрації;
- масляний амортизаційний пристрій уповільнює рух контактів у кінцевій точці.

Вимикачі типу LTB D1 застосовуються на атомних електростанціях Німеччини і мають високу надійність.

В умовах України ці вимикачі можна застосовувати, незважаючи на різницю в стандартах IES та України за номінальними напругами.

На рис. 7.59, а наведений дугогасильний пристрій однієї фази вимикача у увімкненому стані. У процесі вимикання спочатку розмикається головний контакт, який складається з контактних пальців 1 та циліндра 8 (рис. 7.59, б).

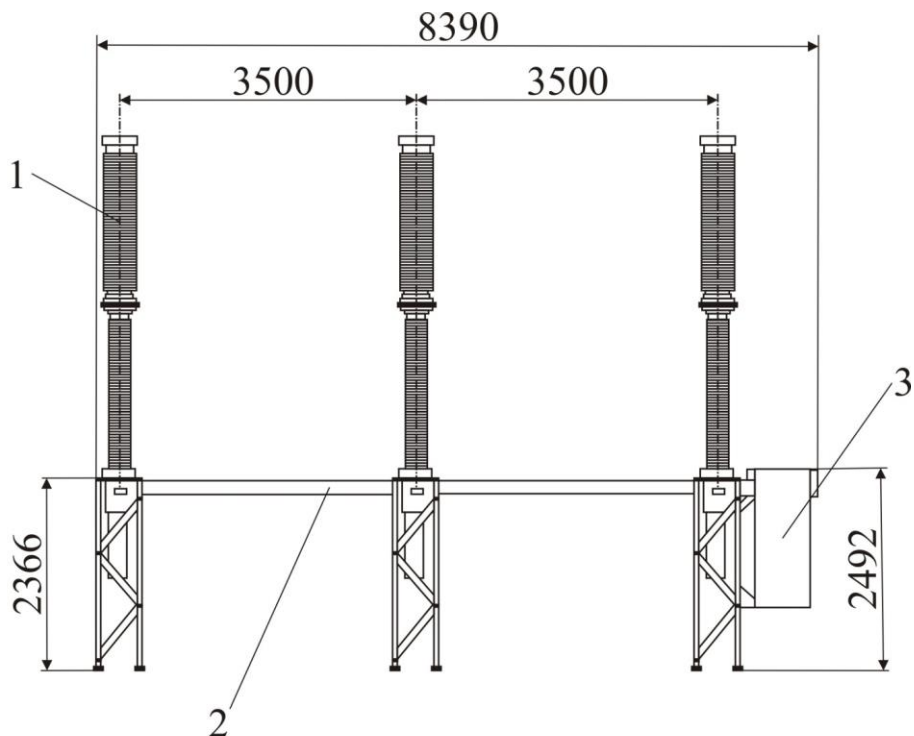


Рис. 7.58 Вимикач серії LTB D1

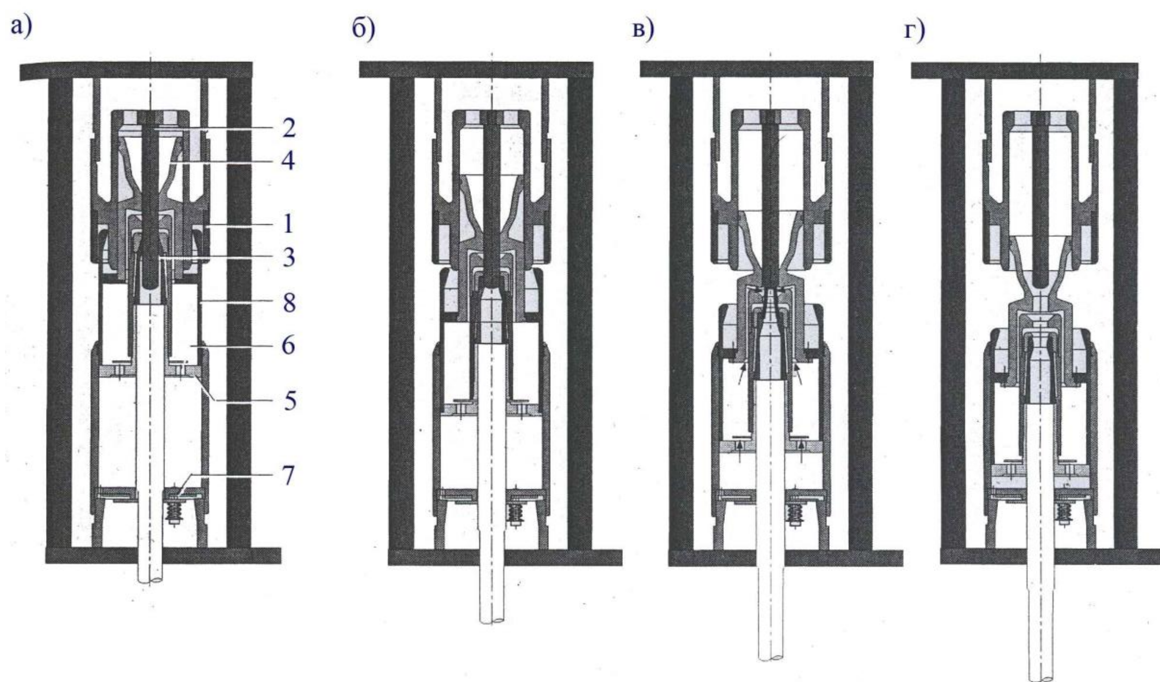


Рис. 7.59 Дугогасильний пристрій вимикача LTB D1

а) комутаційне положення "Увімкн.":

1 – контактний палець; 2 – нерухомий контакт; 3 – рухомий дугогасильний контакт; 4 – сопло; 5 – поршень; 6 – зворотній клапан; 7 – група клапанів; 8 – циліндр.

б) вимикання: головний контакт розімкнутий; в) вимикання: дугогасильний контакт розімкнутий; г) комутаційне положення "Вимк.".

Дугогасильний контакт, який складається з нерухомого та рухомого контакту 2 та 3 знаходиться у замкнутому положенні, завдяки чому струм комутується на дугогасильний контакт. Потім розмикається дугогасильний контакт (рис. 5.50,в). При цьому виникає електрична дуга. Одночасно починає рух донизу циліндр 8 та стискає дугогасильний газ, який знаходиться між поршнем 5 та групою клапанів 7. При цьому дугогасильний газ через зворотній клапан 6, а також через зазор між рухомим контактом 3 та дугогасильним соплом тече у напрямку протилежному руху контактного циліндра та гасить електричну дугу. При великому струмі короткого замикання нагрівається дугогасильний елегаз навколо штиря 2 внаслідок енергії електричної дуги та спрямовується під високим тиском у циліндр, що нагріває 8. На ділянці переходу струму через нуль газ тече з циліндра, що нагріває, у зворотному напрямку та гасить електричну дугу. Зворотній клапан 6 у циліндрі 8 запобігає зниженню тиску між поршнем 5 та групою клапанів 7 в компресійній камері. Після вимикання дугогасильний пристрій опиняється у вимкненому стані (рис. 5.50, г) в очікувальні команди на вмикання.

7.14 ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕГАЗОВИХ ТА ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ

Необхідно відмітити, що основною задачею силових вимикачів є вимикання струмів короткого замикання, тобто захист електрообладнання від дії на нього аварійних струмів. Силові вимикачі повинні виконувати цю задачу з високою ефективністю та надійністю.

Одним з важливих критеріїв оцінки ефективності та надійності електрообладнання є показник експлуатаційної надійності, який визначається як середня очікувана кількість років безаварійної роботи. Зворотньою величиною експлуатаційної надійності є частота відмов. Як свідчить багаторічний аналіз експлуатаційної надійності маломасляних, елегазових та вакуумних вимикачів експлуатаційна надійність на пряму залежить від кількості складових елементів комутаційної камери вимикача. Базуючись на цьому, були здійснені досліди сучасних маломасляних, елегазових та вакуумних вимикачів середнього класу напруги і було визначено середня кількість складових частин комутаційною камери. Наприклад показник експлуатаційної надійності вакуумних вимикачів фірми «Siemens» становить біля 100 років. Порівнюючі вакуумні та елегазові вимикачі можна зробити проміжний висновок – дугогасильна частина елегазових вимикачів має значно більше елементів у порівнянні з вакуумними вимикачами. Особливо суттєвим є кількість рухомих частин комутаційної камери. Частота відмов рухомих елементів безумовно вище у порівнянні з нерухомими елементами. Через різну кількість складових частин комутаційної камери технічне обслуговування того чи іншого типу комутаційного апарата має різні часові параметри. Крім того кількість складових елементів впливає на номінальну кількість комутацій апарата. У вакуумних вимикачів кількість комутаційних циклів робочих струмів та струмів короткого замикання значно вища ніж у елегазових вимикачів, тобто вони добре підходять для частих короткочасних вимикань.

Вакуумні вимикачі типу 3АН («Siemens») не потребують технічного обслуговування до закінчення 10000 комутаційних циклів. Це означає, що у нормальних умовах експлуатації на протязі 20 років нема необхідності у змазці та регулюванні.

При всіх інших принципах дугогасіння трудомісткість технічного обслуговування елегазових вимикачів значно вища. Для елегазових вимикачів середньої напруги необхідні невеликі перевірки. Крім того кожні 10 років елегазові вимикачі потребують великої перевірки разом з технічним обслуговуванням полюсів, а це можливо тільки з залученням фахівців заводу виробника при високих вимогах безпеки виконання робіт.

При вимиканні струму в елегазовій камері електрична дуга викликає розкладання елегазу. При цьому створюються газообразні низші флориди SF_2, SF_4 та металеві флориди, частинки яких абсорбуються на поверхні контактної системи та інших частинах камери. Сам елегаз не є токсичним газом але його газообразні продукти розкладання при взаємодії з парами води можуть викликати токсичні отруєння у обслуговуючого персоналу при проведенні технічного огляду чи при пошкодженні вимикача. У зв'язку з цим, елегазові вимикачі не є екологічно чистими та їх утилізація вимагає додаткових коштів.

Крім того, елегазова дугогасильна камера, на відміну від вакуумної складається з ізолюючих синтетичних частин та гумових прокладок, в силу наявності яких імовірність вибуху та пожежі при ушкодженні комутаційного апарату дуже велика.

Застосування ізолюючих синтетичних матеріалів у вакуумному вимикачі практично виключене (застосовується електроізоляційна кераміка). Фазні полюси вимикача ізольовані відносно землі стандартним опорним ізолятором та ізолюючими штангами.

При виробництві елегазових вимикачів використовується значна кількість синтетичних матеріалів. Високий зміст синтетичних матеріалів має такі недоліки:

- велика небезпека часткових розрядів при експлуатації;

- у випадку аварійної ситуації електрична дуга може викликати спалах синтетичних матеріалів;

- при втраті дугогасильного середовища (елегазу) завжди є небезпека вибуху внаслідок непогашення дуги, що призводить до аварійної електричної дуги між трьома полюсами (трифазне коротке замикання) та миттєвому згоранню синтетичних матеріалів в ізолюючому блоці.

Деякі типи елегазових вимикачів середньої напруги мають конструкцію, коли окремі полюси кожної фази об'єднуються у загальну систему. При відмові гасіння у одній з фаз такі вимикачі стають джерелом двох або трифазних коротких замикань.

Як було вказано вище, гасіння дуги у вакуумній камері має зовсім інший принцип, заснований на створенні парів металів та конденсації їх на поверхні контактів при гасінні дуги. При цьому немає токсичних елементів та утилізація вакуумних камер є екологічно чистою.

Контроль дугогасильного середовища робить великий вплив на експлуатаційну надійність та строк служби комутаційного апарата середньої напруги.

Зокрема, у елегазових вимикачів дугогасильне середовище комутаційної камери герметизується від довкілля різними гумовими прокладками або епоксидними з'єднаннями, які піддаються старінню та зменшенню діелектричних та герметизуючих властивостей на протязі строку служби вимикача.

Діелектричні властивості елегазу знижується з-за накопичення продуктів розкладу у комутаційній камері при зростанні кількості комутацій. При цьому виникає настільки сильне обпалення контактів, що необхідний їх розподіл на головні та дугогасильні контакти. У більшості випадків контроль дугогасильного середовища забезпечується манометром без показника якості елегазу.

На відміну від елегазових, вакуумні камери не мають гумових прокладок. Герметизація дугогасильного середовища у вакуумній камері від оточуючого середовища здійснюється високоякісним аргоновим зварюванням. У цьому випадку герметизація дугогасильного середовища не втрачається на протязі всього експлуатаційного періоду. Такі з'єднання не піддаються старінню. При цьому чистота вакууму зберігається на протязі всього строку експлуатації. Вакуумні камери, які не були в експлуатації, зберігають свою працездатність на протязі 20 років. Тим самим готовність до комутацій не обмежена часом простою. При комутаціях у вакуумній камері гасіння дуги здійснюється без будь-яких продуктів розкладу, тому вакуум не погіршує свої

діелектричні властивості. Завдяки відсутності у вакуумі окислення, поверхні контактів залишаються чистими. При цьому на протязі всього строку експлуатації зберігається дуже низький перехідний опір контактів.

Виходячи з аналізу вище наведеного, можна сформувати такі висновки:

1. Для комутаційних задач в мережах середньої напруги оптимальним є вакуумний вимикач.

2. Перенапруги, які виникають при комутації сучасними вакуумними вимикачами у небагатьох випадках потребують застосування обмежувачів перенапруг.

3. За показниками рівня небезпечних перенапруг при інших рівних умовах параметрів мережі, сучасні вакуумні вимикачі знаходяться на одному рівні з елегазовими вимикачами.

4. Сучасні вакуумні вимикачі середньої напруги переважають елегазові вимикачі за такими параметрами:

а) стабільність діелектричного середовища дугогасильної камери на протязі усього строку служби;
б) постійний невеликий перехідний опір контактів;
в) відсутність продуктів розкладу при комутаціях;
г) велика кількість комутацій номінальних струмів;
д) відсутність обслуговування на протязі 20 років;
е) велика надійність;
є) низький вміст синтетичних матеріалів;
ж) відсутність небезпеки вибуху у випадку пошкодження вакуумної дугогасильної камери;
з) можливість застосування для усіх комутаційних задач.

5. За показниками експлуатаційної надійності, комутаційним та механічним ресурсам, витратам на експлуатацію, за екологічністю, а також порівняно малої маси та малих габаритів, вакуумні вимикачі на порядок перевищують будь-які вимикачі.

6. Завдяки цим ознакам та у поєднані з економічністю принцип вакуумного дугогасіння здобуває все більше визнання.

7.15 ПОВІТРЯНІ ВИМИКАЧІ

Повітряні вимикачі на напругу від 35 кВ і вище призначені для відключення великих струмів короткого замикання. Повітряні вимикачі на напругу 15 кВ використовуються на електростанціях як генераторні.

У повітряних вимикачах гасіння дуги відбувається стисненим повітрям при тиску 2-4 МПа, а ізоляція струмопровідних частин та дугогасного пристрою здійснюється фарфором або іншими твердими ізолюючими матеріалами. Конструктивні схеми повітряних вимикачів різні і залежать від їх номінальної напруги, способу створення ізоляційного проміжку між .контактами у відключеному положенні та способу подачі стисненого повітря в дугогасний пристрій.

У вимикачах великі номінальні струми (рис. 7.60, а, б) є головний і дугогасний контури, як і у маломасляних вимикачах МГ і ВГМ. Основна частина струму у включеному положенні вимикача проходить по головним контактам 4, розташованим відкрито. При відключенні вимикача головні контакти розмикаються першими, після чого весь струм проходить по дугогасильних контактах, укладених в дугогасительній камері 2.

На момент розмикання цих контактів у камеру подається стиснене повітря з резервуара 1, створюється потужне дуття, що гасить дугу. Дуття може бути поздовжнім (див. рис. 7.60, а) або поперечним (див. рис. 7.60, б). Необхідний ізоляційний проміжок між контактами у відключеному положенні створюється в дугогасильній камері шляхом

розведення контактів на достатню відстань (див. рис. 7.60, б) або спеціальним відділиком 5, розташованим відкрито (див. рис. 7.60, а).

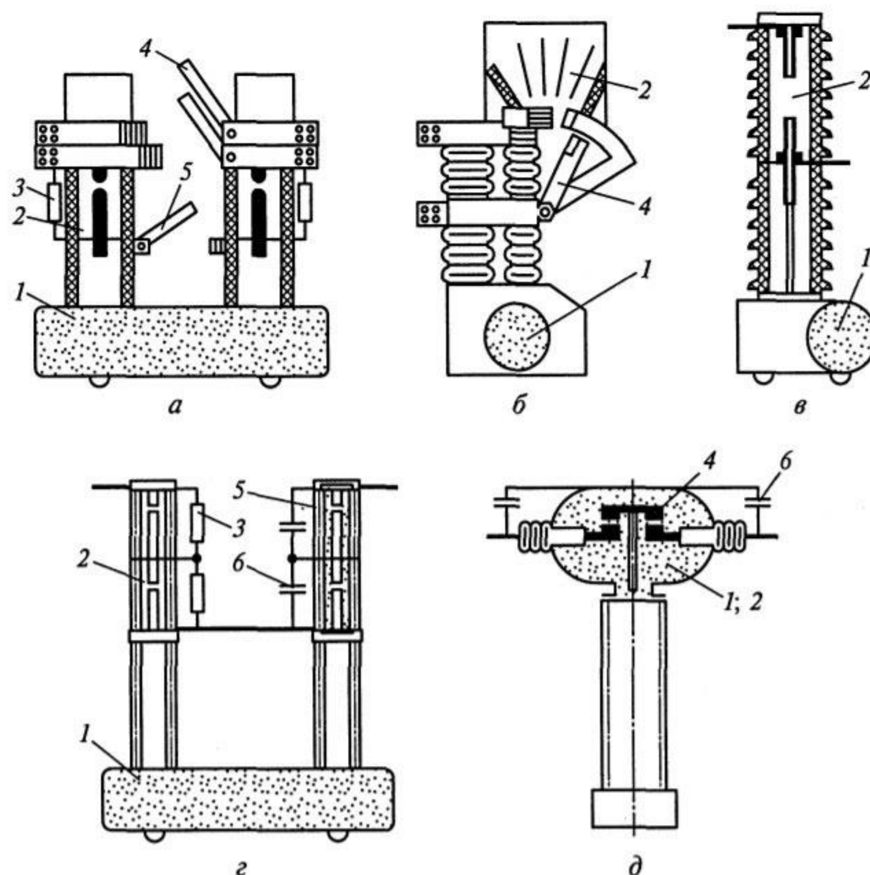


Рис 7.60 Конструктивні схеми повітряних вимикачів (а-д):
1 - резервуар зі стисненим повітрям; 2 - дугогасильна камера; 3 - шунтуючий резистор; 4 – головні контакти; 5 – відділник; 6 - ємнісний дільник напруги

Після відключення відокремлювача 5 припиняється подача стиснутого повітря камери і дугогасительные контакти замикаються. Вимикачі, виконані за такою конструктивною схемою, виготовляються для внутрішньої установки на напругу 15 і 20 кВ та струм до 20000 А (серія ВВГ), а також на 35 кВ (ВВЕ-35-20/1600У3).

У вимикачах для відкритої установки дугогасильна камера розташована всередині фарфорового ізолятора, причому на напругу 35 кВ достатньо мати один розрив на фазу (рис. 7.60, в), на 110 кВ - два розриви на фазу (рис. 7.60, г). Різниця між цими конструкціями полягає в тому, що у вимикачі 35 кВ ізоляційний проміжок створюється в дугогасильній камері 2, а у вимикачах напругою 110 кВ та вище після гасіння дуги розмикаються контакти відокремлювача 5 і камера відокремлювача залишається заповненою стисненим повітрям на весь час вимкнутого стану, при цьому в дугогасильну камеру стиснене повітря не подається і контакти в ній замикаються. За конструктивною схемою рис. 7.60, г створені вимикачі серії ВВ на напругу до 500 кВ. Чим вище номінальна напруга і чим більша потужність, що відключається, тим більше розривів необхідно мати у дугогасильній камері та у відділнику (на 330 кВ - вісім; на 500 кВ - десять).

У розглянутих конструкціях повітря подається в дугогасильні камери з резервуара, розташованого біля основи вимикача. Якщо контактну систему помістити в резервуар стисненого повітря. який ізольований від землі, то швидкість гасіння дуги значно збільшиться. Такий принцип закладено основою серії вимикачів ВВБ (рис. 7.60, д).

У цих вимикачах немає відокремлювача. При відключенні вимикача дугогасильна камера 2, що є одночасно резервуаром стисненого повітря, сполучається з атмосферою через дутьові клапани, завдяки чому створюється дуття, що гасить дугу. У відключеному положенні контакти перебувають у середовищі стиснутого повітря. За такою конструктивною схемою створено вимикачі до 750 кВ. Кількість дугогасильних камер (модулів) залежить від напруги: 110 кВ – одна; 330 кВ – дві;

Для рівномірного розподілу напруги по розривах використовують 3 омічні і ємнісні 6 дільники напруги. Розглянемо більш докладно конструкцію повітряних вимикачів серії ВНВ. Вимикачі серії ВНВ мають укрупнений дворозривний дугогасильний модуль на напругу 220-250 кВ. Всі вимикачі цієї серії на 110-1150 кВ компонуються з резервуару з шафою керування та опорною ізоляційною колонкою, на яку змонтований дугогасильний модуль. Полюс вимикача на 220 кВ має одну опорну колонку з одним дворозривним модулем (рис. 7.61), на 500 кВ - дві опорні колонки та два модулі, на 750 кВ - три колонки та три модулі, на 1150 кВ -п'ять колонок та п'ять модулів. Полюс вимикача на 110 кВ має однорозривний модуль.

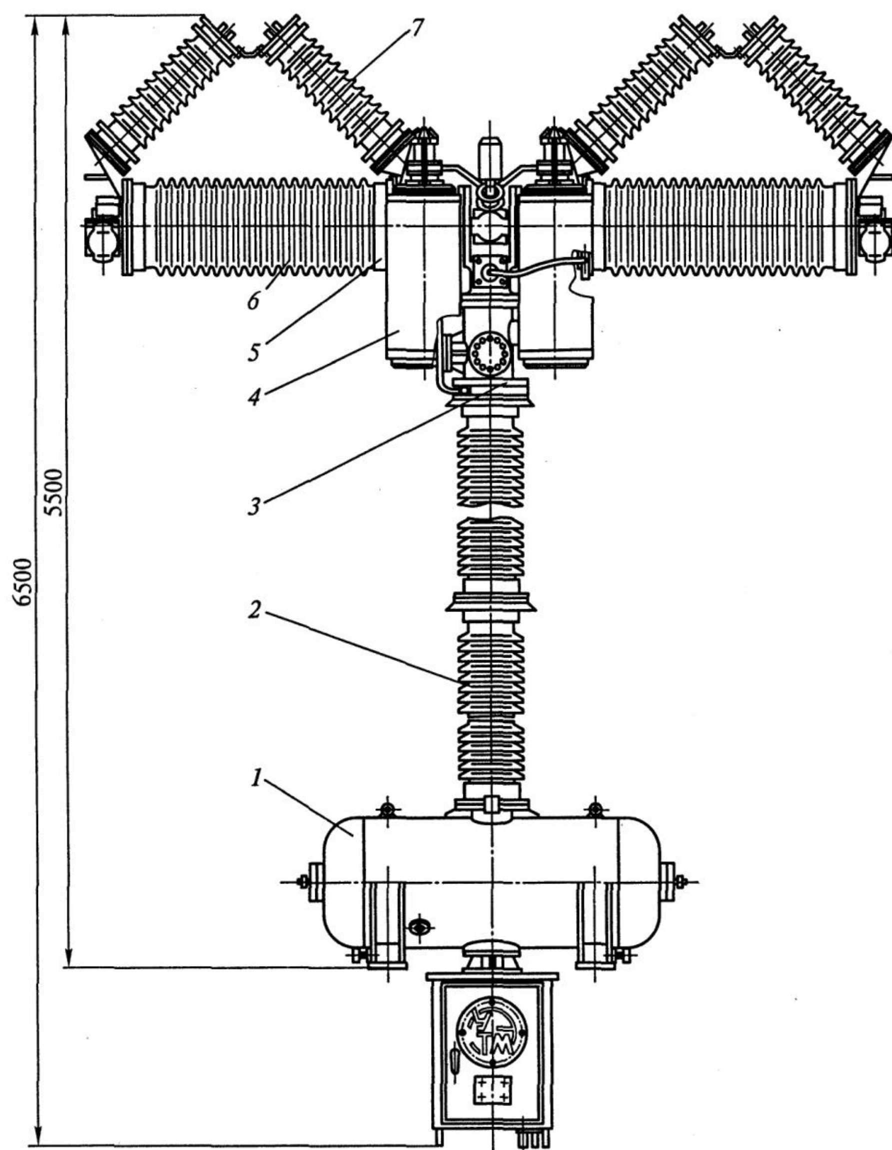


Рис. 7.61 Полюс повітряного вимикача ВНВ-220:
1 – резервуар; 2 – ізолятор; 3 – механізм приводу; 4 - блок шунтуючих резисторів; 5 - дугогасильна камера; 6 - ізолюючий увід; 7 – конденсатор

Дугогасильний модуль - це дворозривна камера, контактна система якої знаходиться постійно в середовищі стисненого повітря (4 МПа) як у включеному, так і у відключеному положенні. Контакти змонтовані в металевому резервуарі, на якому встановлені контейнери з резисторами, що шунтують 4 і комутуючими їх механізмами, також заповнені стисненим повітрям. Струмопровідні частини приєднані до контактної системи за допомогою ізолюючих вводів 6. Гасіння дуги в камері здійснюється двостороннім дуттям стисненим повітрям, що викидається через внутрішні порожнини контактів і вихлопні клапани в атмосферу. Контакти мають дворазовий рух: при гасінні дуги розрив між контактами має мінімальне значення, чим забезпечується інтенсивне дуття, після закінчення гасіння дуги рухомий контакт переміщається на максимальну відстань, забезпечуючи необхідну електричну міцність. Пневмомеханічний пристрій, застосований у вимикачі ВНВ, зменшує час відключення до 0,02-0,025 с.

Розподіл напруги між дугогасними розривами здійснюється за допомогою паралельно включених конденсаторів 7.

Всі фарфорові покришки розвантажені від впливу стисненого повітря та динамічних навантажень склоепоксидними циліндрами.

7.16 ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ВИМИКАЧІ

Електромагнітні вимикачі для гасіння дуги не потребують ні масла, ні стиснутого повітря, що є великою перевагою їх перед іншими типами вимикачів. Вимикачі такого типа виготовляють на напругу 6-10 кВ, номінальний струм до 3600 А і струм відключення до 40 кА. Електромагнітні вимикачі призначені для роботи в закритих приміщеннях або в комплектних розподільних установках (КРУ) внутрішньої установки.

Електромагнітні вимикачі для гасіння дуги не вимагають ні масла, ні стиснутого повітря, що є великою перевагою перед іншими типами вимикачів.

На рис. 7.62, а показаний вимикач ВЕ-10-40, встановлений на візку та призначений для комірки КРУ. На зварній основі 1, встановленій на катках, кріпляться привід 13, три полюси 5, що складаються з двох ізоляційних стійок, на яких кріпляться два прохідні епоксидні ізолятори 6 з розеточними контактами.

На верхньому ізоляторі змонтовані нерухомі контакти 7, на нижньому - рухомі контакти 4, пов'язані ізоляційною тягою 10 з валом вимикача 12. Останній з'єднаний з приводом 13 за допомогоюважелів 11 та тяг.

Дугогасильні камери 8 кріпляться на нерухомому контакті та спеціальних стійках. Кожен полюс ізольований кожухом. Передня частина кожуха обшита металевим листом, надійно заземленим разом з рамою елемента КРУ. Кола вторинної комутації укладені в металевий шланг і закінчуються штепсельним роз'ємом 9.

При відключенні вимикача розмикаються головні контакти, а потім дугогасні 1 (рис. 7.62, б). Виникла дуга А дією електродинамічних сил струмоведучого контуру та повітряних потоків видується вгору в дугогасну камеру (положення дуги Б), при цьому в ланцюг між мідним рогом 3 і контактом включається обмотка електромагніту 2. Створене поперечне магнітне поле переміщує дугу в положення В між лівим 3 та правим 5 мідними рогами.

Включена друга обмотка 6 посилює магнітне поле, дуга втягується всередину камери гасіння 4 з керамічними пластинами, розтягується, потрапляє у вузьку щілину та гасне при черговому переході струму через нуль. При відключенні малих струмів (до 1000 А) напруженість магнітного поля невелика і може забезпечити швидке втягування дуги в камеру. Гасіння дуги в цьому випадку забезпечується дутьовим пристроєм 2 з трубкою піддува 3 через яку подається потік повітря на дугу (див. рис. 7.66, б).

Вимикачі серії ВЕ-10 мають різні струмиі відключення відрізняються розмірами дугогасильних камер. При номінальних струмах 1600 А та вище робочі контакти мають

срібні напайки. Вивідні контакти у вимикачів до 2500 А розеткового типу, у вимикачів на 3600 А – пальцеві, без прохідних ізоляторів. Приводи вимикачів ВЕ-10 - пружинні, вимикачів ВЕЕ-6 - електромагнітні.

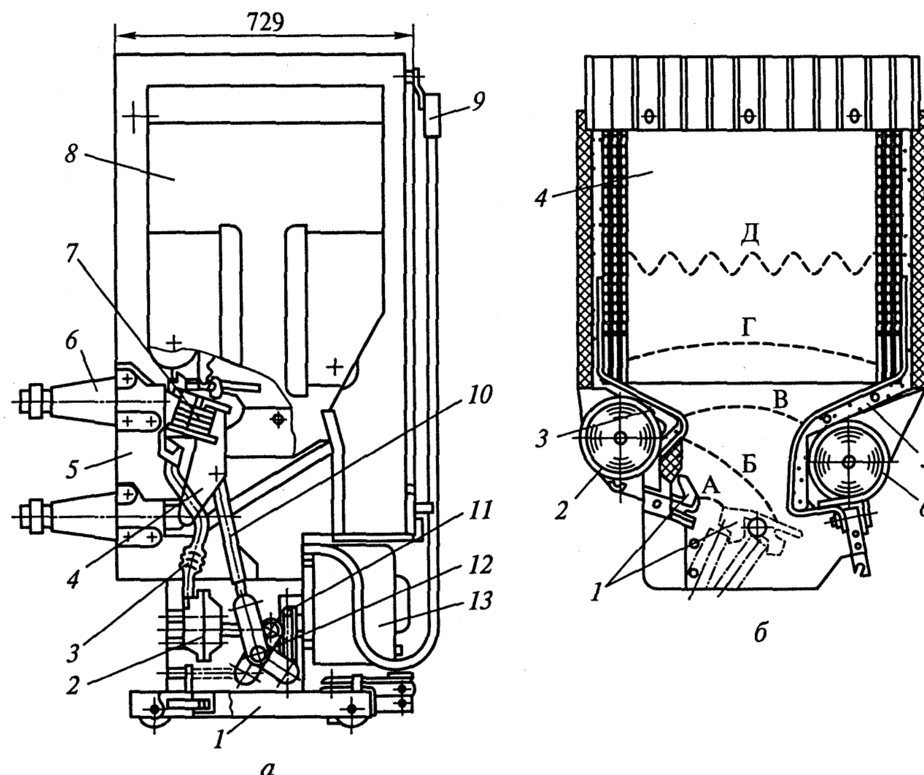


Рис. 7.62 Вимикач електромагнітний ВЕ-10-40:
а - загальний вигляд:
1 - основа; 2 – електромагніт; 3 – мідний ріг; 4-рухливі контакти; 5 – полюс вимикача; 6 – прохідний ізолятор; 7-нерухомі контакти; 8 - дугогасильна камера; 9 - штепсельний роз'єм; 10 – ізоляційна тяга; 11 - важелі зв'язку з валом вимикача 12; 13-привід;
б - дугогасильна камера:
1 - дугогасильні контакти; 2 – електромагніт; 3, 5 - мідні роги; 4 - камера гасіння; 6 - обмотка другого електромагніту; А, Б, В, Г, Д - положення дуги у процесі гасіння

7.17 ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ

У мережах напругою 6 - 10 кВ електропостачання міських промислових та сільськогосподарських підприємств виникає необхідність відключення та включення струмів нормального навантаження. Така операція роз'єднувачами не проводиться, оскільки вони не мають пристроїв для гасіння дуги, що виникає. Найпростішим комутаційним апаратом, що дозволяє відключати та вмикати струми навантаження в нормальному режимі, є автогазовий вимикач навантаження ВНПР (рис. 7.63, а)..

Вимикачі навантаження ВНПР створені на базі роз'єднувачів типу, що рубає. На опорному ізоляторі з нерухомим головним контактом 3 укріплена найпростіша дугогасна камера 2 з газогенеруючими вкладишами 7 з органічного скла (рис. 7.63, б).

До головного рухомого контакту-ножу 5 приєднана скоба з дугогасним контактом 4, який у включеному положенні знаходиться всередині камери між контактами 6. При відключенні під дією пружини приводу рух від валу 1 передається головним контакт-ножам 5, які розмикаються в повітрі першими, але дуги не утворюється, тому що весь струм проходить по дугогасильних контактах.

При подальшому русі ножа 5 розмикаються дугогасильні контакти, дуга, що виникла, впливає на вкладиші, з яких виділяється газ. Тиск у камері підвищується, а при виході дугогасильного ножа з камери створюється вихлоп газу та дуга гасне. При включенні спочатку замикаються дугогасильні контакти, потім головні.

Вимикачі навантаження ВНПР можуть доповнюватись запобіжниками ПКЕ, заземлюючими ножами та приводами різного типу: ручним (ПР), ручним з дистанційним відключенням (ПРА) або електромагнітним (ПЕ).

Вимикачі навантаження із запобіжниками (ВНП) дозволяють розмикати та замикати кола напругою понад 1000 В при проходженні по них струму не більше номінального. ВНП застосовують у малопотужних електроустановках, тому що вони прості та дешеві. Наша промисловість випускає ВНП на 6 та 10 кВ (рис. 7.64).

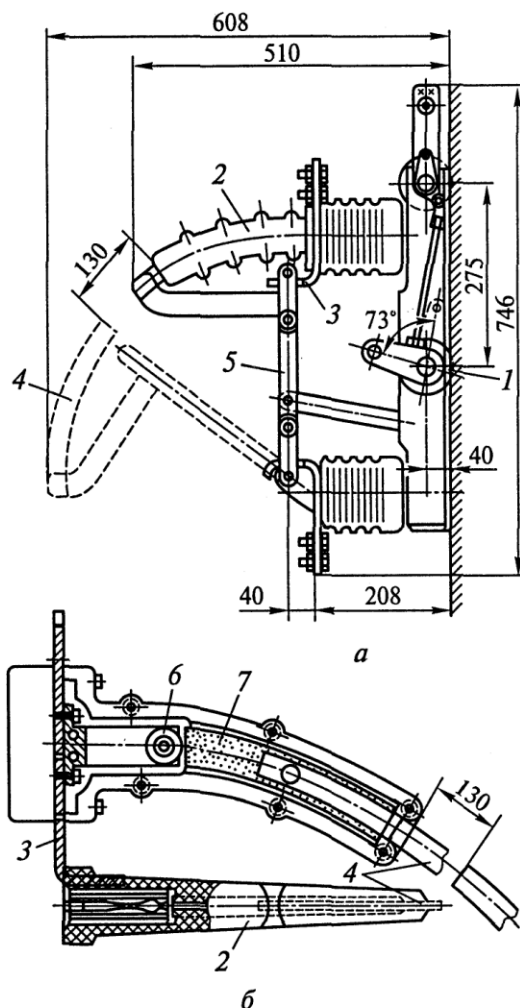


Рис. 7.63 Вимикач навантаження ВНПР:
а - загальний вигляд; б - дугогасильна камера;
1 – вал приводу; 2 - дугогасильна камера; 3 – головний нерухомий контакт; 4 - рухомий дугогасний контакт; 5 - головний рухомий контакт-ніж; 6 - нерухомий дугогасильний контакт; 7 - газогенеруючі вкладиші

ВНП – 16 на 10 кВ із дугогасильним середовищем (рис. 7.64) має дугогасильну камеру 2, виготовлену із пластмаси у вигляді двох частин, стягнутих між собою гвинтами так, щоб між ними не було щілин. У камеру поміщають нерухомий контакт 11 і два вкладиші з газогенерируючої речовини. На рухомому контакті 9 закріплені зігнуті по радіусу камери мідні смуги 10, що служать контактами. Смуга 10 входить при включенні усередину камери 2 та представляє собою дугогасильний контакт. Смуги 6, обхоплюючи

камеру 2 зовні та з'єднуючись із зовнішнім нерухомим контактом 12, укріпленим на опорному ізоляторі, служать головними контактами, через які проходить робочий струм.

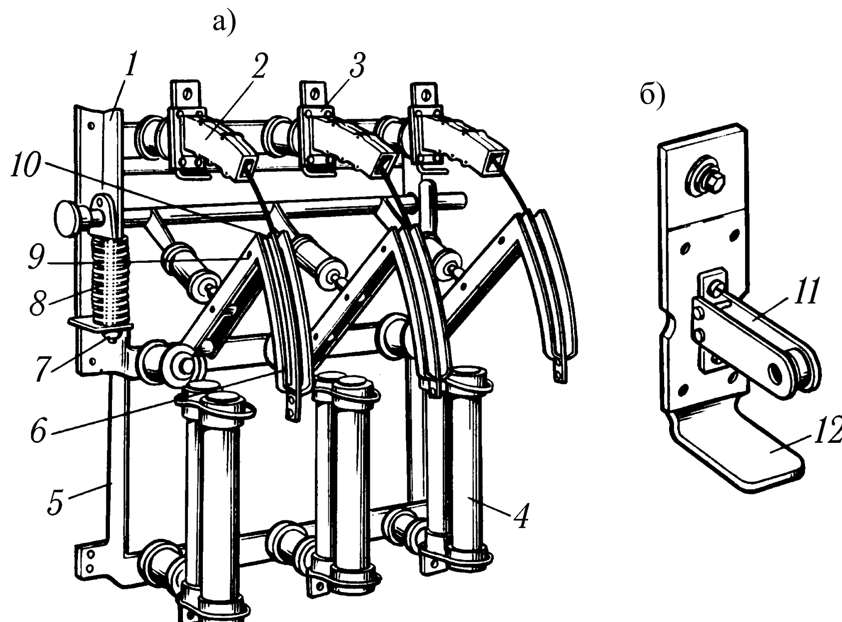


Рис. 7.64 Вимикач навантаження типу ВНП–16 із запобіжниками ПК–10: а – загальний вигляд; б – вузол нерухомого контакту;

1, 5 – рами вимикача та запобіжників; 2 – дугогасильна камера; 3 – вузол нерухомого контакту; 4 – високовольтний запобіжник; 6 – скоби кріплення дугогасильного ножа (смуги); 7 – буферні гумові шайби; 8 – пружина відключення; 9 – ніж рухомого контакту; 10 – дугогасильний ніж; 11 – півсферичний наконечник; 12 – стійка основного контакту.

При включенні спочатку замикаються контакти 10 та 11, а потім - контакти 6 та 12. При відключенні контакти 10 та 11 розмикаються пізніше контактів 6 та 12. Під час відключення ВНП рухомий дугогасильний контакт 10 виходить із камери, відриваючись від нерухомого контакту 11. Внаслідок розриву кола утвориться дуга, що викликає виділення газів з газогенеруючої речовини вкладишів. Гази спрямовуються назовні через зазори між рухомим контактом і стінками вкладиша й гасять дугу. Відключення струму КЗ вимикачами навантаження не роблять, захист від струму КЗ і від перевантажень здійснюється запобіжниками 4, змонтованими на рамі 5. Керування вимикачами навантаження ВНП-16 здійснюють ручними важильними приводами. Для того щоб тривалість гасіння дуги не залежала від працівника, що здійснює відключення, і для прискорення процесу відключення, застосовують пружини, що відключають, 8.

Вимикач ВНП–17 являє собою конструктивний варіант вимикача ВНП–16 і відрізняється від нього тим, що має механізм автоматичного відключення при спрацюванні запобіжників.

Для виконання заземлення установки при відключеннях, вимикачі навантаження можуть бути обладнані ножами заземлення, що приварюються до окремого валу. У такому виконанні вимикачі навантаження позначаються ВНПз–16 або ВНПз–17. Ножі заземлення встановлюються зверху або знизу вимикача навантаження. Вали ножів заземлення і вимикача зв’язані блокуванням, завдяки якому не можна включити ножі заземлення при включеному вимикачі. Операції із заземлюючими ножами можна виконувати тільки при цілком відключеному вимикачі навантаження.

Керування ножами заземлення здійснюється окремими ручними приводами ПР–1 або ПР–2, а керування вимикачем навантаження – приводами ПР–17 або приводами

ПРА–12 чи ПРА–17 з дистанційним (автоматичним) відключенням (обладнані електромагнітами відключення).

7.18 ПРИВОДИ ВИМИКАЧІВ

Вмикання та вимикання комутаційних апаратів високої напруги досягається за рахунок переміщення їх рухомих контактів: при вмиканні – до повного зіткнення з нерухомими контактами; при вимиканні – до віддалення на необхідну відстань. Для виконання цих операцій кожен комутаційний апарат має приводний механізм. Цей механізм складається з вала апарата, плоских шарнірних частин, важелів, ізоляційних тяг тощо, які перетворюють обертальний рух вала апарата в переміщення його рухомих контактів. Приведення в дію приводного механізму комутаційного апарата (поворот вала апарата) здійснюється спеціальним силовим пристроєм, так званим приводом.

Привід – це спеціальний пристрій, який створює необхідне зусилля для виконання операції вмикання, для утримання у ввімкненому стані та для вимкнення вимикача.

До приводів комутаційних апаратів висуваються такі вимоги:

- вони мають бути виключно надійними в експлуатації;
- операції вмикання, вимикання, багаторазового повторного вмикання мають протікати впродовж мінімального часу;
- має бути можливість вимикання та вмикання при відсутності енергії в енергосистемі живлення;
- наявність механічніих вказівників стану апарата;
- наявність допоміжних контактів напругою нижче 1000 В (для використання в колах сигналізації стану, автоматики та блокування апарата).

Основними елементами приводу є: силовий пристрій; операційний, замикальний і передавальний механізми; пристрій вимикання та пристрій для ручного вмикання при ремонті.

Силовий пристрій перетворює енергію, що підводиться до приводу, в механічну енергію (важіль, електромагніт, електродвигун тощо).

Операційний механізм передає рух провідної ланки силового пристрою до ланки передавального механізму. Він складається з механізму, що перетворює вид руху (наприклад, поступальний рух штока в обертальний рух вала приводу), замикального механізму та механізму керування допоміжними контактами. Замикальний механізм утримує механізм приводу, зв’язаний з ним приводний механізм апарата у ввімкненому стані. Цей механізм з’єднує одну з ланок операційного механізму з тимчасово нерухомою ланкою. Сила, яка прагне вивести рухомі частини апарата із заданого положення, сприймається цією нерухомою ланкою, і механізм опиняється замкненим.

В більшості приводів вимикачів в операційному механізмі є механізм вільного розчеплення. Він дозволяє безперешкодно вимикати вимикач в ході операції вмикання в будь-який момент. Це зменшує тривалість протікання струмів короткого замикання та обгорання контактів вимикача при ввімкненні його на коротке замикання. Механізм керування допоміжними контактами забезпечує передачу руху від однієї з ланок механізму приводу до їх рухомих контактів. Передавальний механізм передає рух від силового пристрою до приводного механізму апарата. Він складається з ряду плоских шарнірних частин, валів, важелів, тяг та інших елементів. При роботі ланки передавального механізму сприймають великі статичні та динамічні навантаження.

Пристрій вимикання приводу звільняє замикальний механізм, під дією вимикальних пружин апарата. Для звільнення замикального механізму зазвичай використовуються електромагніти невеликої потужності. У ручних приводах вмикання та вимикання здійснюється мускульною силою оператора. Для цього повертається важіль приводу, через передавальний механізм рух передається до рухомих контактів.

При ремонтах приводів необхідно мати можливість їх ручного вмикання. Це може здійснюватись окремим спеціальним важелем або домкратом.

Таким чином основними частинами привода є:

1. Вмикаючий механізм.

2. Запираючий механізм (защіпка, песик), який утримує вимикач у ввімкненому стані.

3. Розчіплюючий механізм, який визволяє защіпку при вимиканні.

Енергія може підводитися до приводу в процесі виконання операції або запасатися заздалегідь. У першому випадку це привод залежної дії, в другому – незалежної дії. Потужність, що споживається приводом залежної дії, повинна бути великою; настільки більшою, наскільки коротша тривалість операції. В приводах незалежної дії потужність джерела може бути невеликою, але для створення необхідного запасу енергії потрібний досить великий проміжок часу. В результаті тривалість виконання операції незалежним приводом, складаючись з часу вмикання та часу запасання енергії для наступної операції вмикання (після вимикання), відносно велика.

Найбільша робота в існуючих конструкціях вимикачів здійснюється приводом при вмиканні, тому що при цій операції переборюється власна маса рухомих контактів, опір вимикаючих пружин, тертя та сили інерції в рухомих частинах. При вмиканні на існуюче коротке замикання механізм приводу, крім того, повинен переборювати електродинамічні зусилля, які діють на контакти вимикача. При вимиканні робота привода полягає в визволенні защіпки, яка утримує механізм у ввімкненому стані. Саме вимикання здійснюється за рахунок сили стиснутих чи розтиснутих вимикаючих пружин.

У залежності від джерела енергії, яка йде на вмикання та вимикання, існують ручні, пружинні, вантажні, електромагнітні та пневматичні приводи.

При ручному приводі використовується м'язова сила людини. Зменшення зусилля, необхідного для включення, досягається застосуванням важільних систем. Ці приводи застосовуються тільки для малопотужних вимикачів з напругою 6 - 10 кВ.

Пружинний привод є загальним для всіх трьох полюсів вимикача. Взводом пружинного механізму акумулюється необхідна для комутацій енергія, і привод готовий до роботи. Пружинний привод складається із циліндричного корпуса, у який вставлена спіральна пружина накопичувального механізму, для передачі зусилля на рухливі контакти вимикача. Крім того, є наступні додаткові пристрої: розчіплювачі, допоміжні перемикачі, а також елементи для керування та індикації, розташовані на передній стороні корпуса привода. Привод може використовуватися для повторного включення. У вимикача в базовому виконанні пружинний накопичувальний механізм зводиться електродвигуном, а при відсутності живильного привод напруги може бути зведений вручну.

Пружинний привод не вимагає потужної акумуляторної батареї і пов'язаних з нею витрат, що є його перевагою в порівнянні з електромагнітним приводом. У порівнянні з пневматичним та гідропневматичним пружинний привід більш простий за конструкцією.

Пневматичний привод конструктивно простий, надійний в роботі, має малі габарити і невисоку вартість, є швидкодіючим. Включення його відбувається без різких ударів. Недоліком приводу є необхідність у компресорній установці, необхідної для одержання стисненого повітря, і в розгалуженій мережі повітропроводів. Пневматичні приводи призначені для включення потужних повітряних вимикачів. Зусилля для включення створюється стисненим повітрям, яке, впливаючи на поршень, переміщує шток, що приводить у рух систему важелів. Подача стисненого повітря здійснюється від централізованої компресорної установки. Достоїнствами пневматичного приводу є швидкість, простота конструкції, висока надійність та малі розміри. Пневматичні

приводи в принципі схожі на електромагнітні, у яких робота, виконувана якорем електромагніту, виконується поршнем під дією стислого повітря.

Вантажні приводи – це приводи у яких оперативне включення вимикача здійснюється за допомогою енергії падаючого вантажу, а вимкнення вимикача може здійснюватися або вручну шляхом повороту ручки, або дистанційно за допомогою електромагніту відключення, або від реле захисту.

Електромагнітний привід призначений для дистанційного та автоматичного включення та відключення вимикачів.

Принципи дії електромагнітних приводів базуються на електродинамічній взаємодії між феромагнітним сердечником та струмом, що протікає по обмотці електромагніту (котушці). В результаті взаємодії сердечник втягується в котушку. Рух сердечника через операційний та передавальний механізми передається на приводний механізм вимикача.

Електромагнітні приводи виготовляються для роботи на постійному або випрямленому струмі. Основними перевагами електромагнітних приводів є: простота конструкції, компактність, висока надійність, можливість здійснення багаторазового автоматичного повторного вмикання вимикача (багаторазове АПВ).

Однак електромагнітні приводи споживають великі струми при вмиканні (100–700 А) та потребують потужних джерел живлення. Більша ж індуктивність котушок, що уповільнює наростання струму в них при вмиканні, і неможливість регулювання швидкості руху сердечника, обумовлюють відносно великий час вмикання цих приводів.

Найбільшу частину приводів на тягових підстанціях складають електромагнітні приводи, тому що вони мають просту конструкцію та надійні в роботі.

На рис. 7.65 показаний малооб'ємний масляний вимикач з електромагнітним приводом 8 типу ПЕ-11, який зв'язаний тягами 7 та 6 з головним валом 4 вимикача. Останній з'єднується тягами 3 з важелями управління 5 полюсів, закріплених за допомогою ізоляторів 2 на сталевій рамі 1. Електромагнітні приводи відносять до приводів прямої дії: енергія, яка необхідна для вмикання, надається приводу в процесі вмикання від джерела великої потужності через контакти контактора.

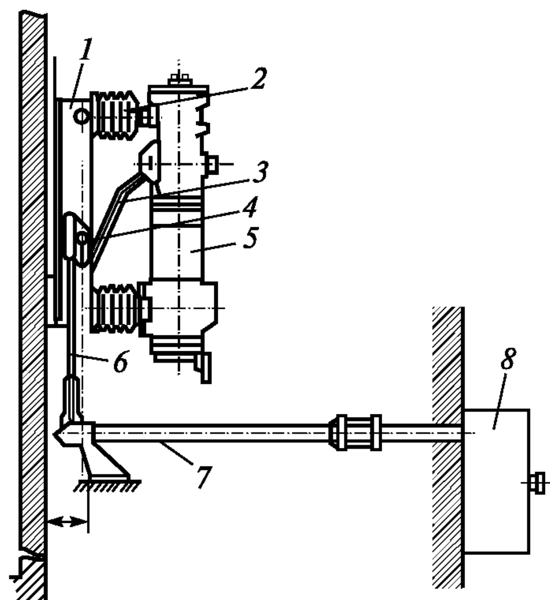


Рис. 7.65 Загальний вигляд вимикача із приводом типу ПЕ-11

Будова привода ПЕ-11 наведено на рис. 7.66, а. Електромагніт, що вмикає, складається з осердя 1 зі штоком 3 та котушки, що вмикає 2. У ввімкненому стані

вимикаючий ролик 6, який знаходиться на вісі, шарнірно зв'язаній з сережкою 7, знаходиться на торцевій поверхні защіпки 4. Сережка 7 впирається у плече трикутного важиля 9, друге плече роликом 16 впирається в защіпку 11, на вісі якої закріплена рукоятка 12 ручного вимикання вимикача.

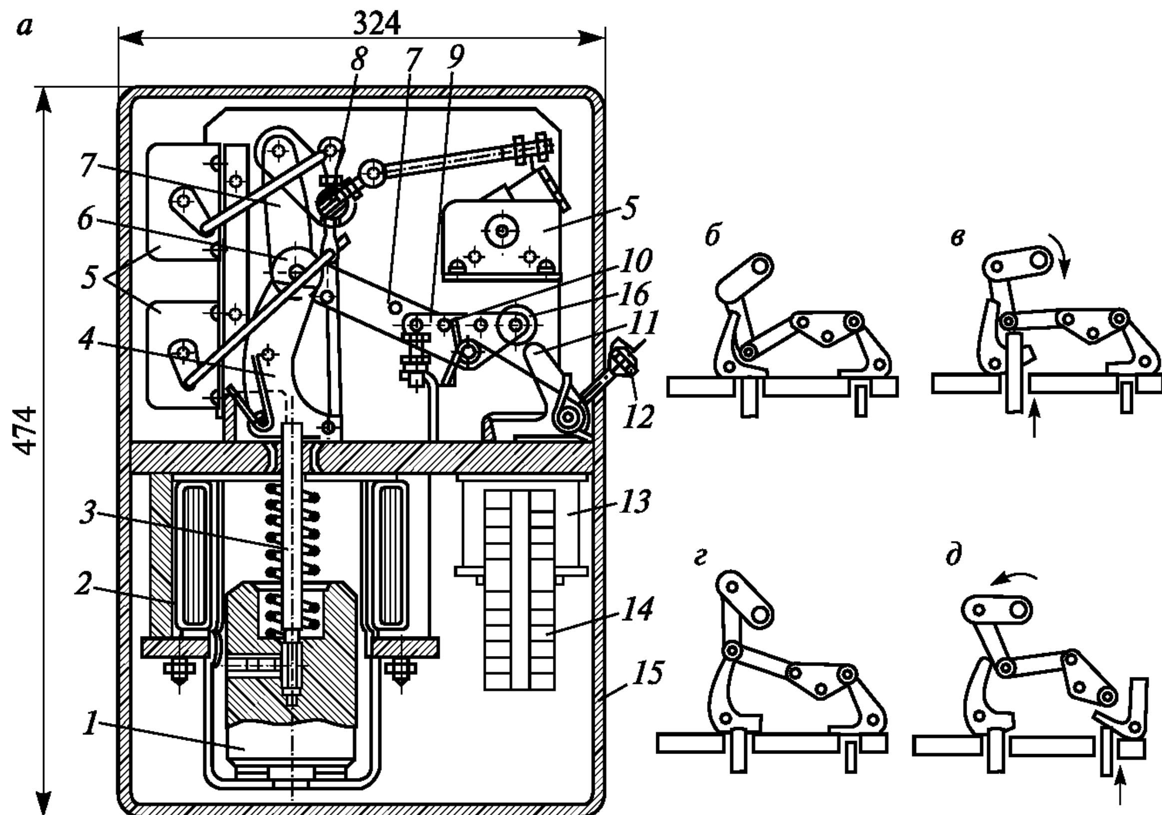


Рис. 7.66 Привід електромагнітний ПЕ-11:
а - будова; б - відключене положення приводу; в — процес включення; г - включене положення приводу; д - процес дистанційного відключення

Під дією пружини 10 важіль 9 прагне повернутися за годинниковою стрілкою, цьому протидіє защіпка 11, яка має свою пружину. Для дистанційного вимикання слугує електромагніт, що вимикає 13. Вал 8 привода зв'язаний важилем з сережкою 7 та тягами з блок-контактами 5. На клемник 14 виведені кінці котушок електромагнітів, що вмикають та вимикають, а також блок-контакти кіл сигналізації та блокування.

Поетапна робота привода показана на чотирьох ескізах на рис. 7.66**:**

б) – вимкнене положення привода;

в) – процес вмикання;

г) – увімкнене положення привода;

д) – процес дистанційного вимикання.

На рис. 7.67 зображений механізм привода у ввімкненому стані, вказані величини зазорів, які необхідно підтримувати в процесі експлуатації. Кут розчеплення α повинен складати 15^0, а повний кут повороту рукоятки 12 ручного вимикання – 60^0. нумерація деталей на рис. 7.67 прийнята така ж сама, як і на рис. 7.66, за винятком гвинта 5 для регулювання глибини защеплення ролика 16 та защіпки 11.

При вмиканні вимикача на котушку, що вмикає 2 ,подається значний струм (58 А при напрузі 220 В та 116 А при напрузі 110 В). Осердя 1 втягується у котушку, стискаючи пружину. Шток 3 переміщує ролик 6 по защіпці 4, яка відводиться ліворуч, стискаючи пружину. Разом із роликом переміщуються сережка 7 та важіль валу 8. Вал 8 обертається за годинниковою стрілкою приблизно на 90^0. Коли ролик 6 піднімається над защіпкою

4, остання під дією пружини займає вихідне положення, запобігаючи переміщенню ролика вниз. Після вимкнення електромагніта, що вмикає, та повернення осердя зі штоком 3 у вихідний стан, ролик 4 лягає на торцеву поверхню защіпки, механізм привода опиняється запертим у ввімкненому положенні.

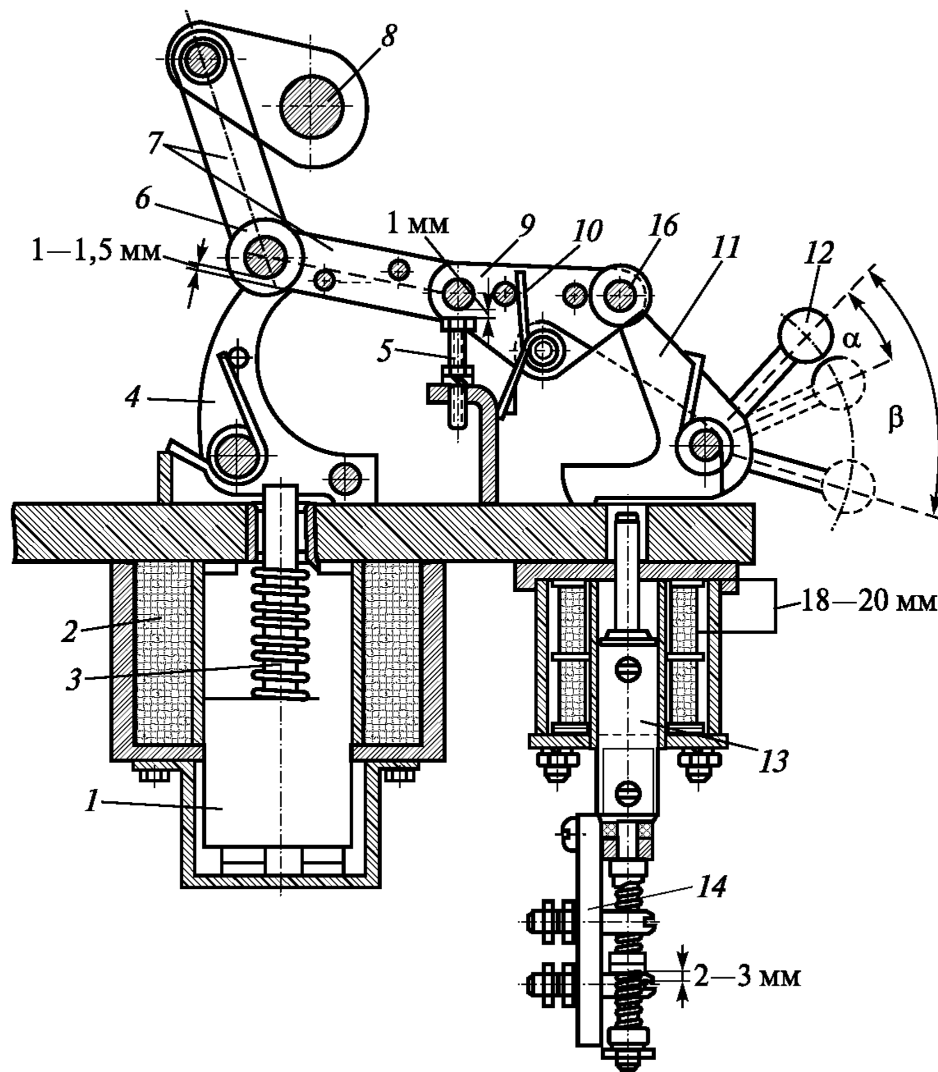


Рис. 7.67 Механізм привода типу ПЕ-11

При вимиканні вимикача на котушку електромагніта, що вимикає, подається струм величиною в декілька ампер. Осердя електромагніта 13 втягується в котушку, і його шток повертає защіпку 11 за годинниковою стрілкою. Важіль 9 також повертається за годинниковою стрілкою під дією сил пружин, що вимикають вимикач, які діють на нього через вал 8 та сережку 7. Ролик 6 зіскакує з защіпки 4, вал 8 повертається проти годинникової стрілки і вимикач вимикається. Важіль 9 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан до упору в регулювальний гвинт 5. Котушка електромагніта, що вимикає 13, втрачає живлення, осердя опускається до низу, защіпка 11 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан під ролик 16.

У процесі переміщення осердя електромагніта, що вимикає, разом з ним переміщується закріплена знизу ізоляційна тяга, на якій закріплені рухомі контактні містки допоміжних контактів електромагніта, що вимикає. Нерухомі контакти закріплені на ізолюючій планці 14. Зазор між пружиною піджимання та рухомим контактом при вимкненому електромагніті, що вимикає, повинен бути 2 – 3 мм (рис. 7.67).

Блок-контакти (рис. 7.66 позиція 5) — це допоміжні контакти, які перемикають електричні кола сигналізації та керування під час роботи комутаційних апаратів.

У конструкцію (рис. 7.68, а) блокувальних контактів КСА (контакти сигнальні апаратні) входять окремі секції (рис. 7.68, б), кожна з яких містить ізоляційну основу 7, нерухомі контакти 2 з затискачами 3 для підключення проводів, рухомий контакт 4 в вигляді фасонної мідної шайби, ізольованої від осі 5 втулкою 6, яку шайба запресована.

Плоскі пружини 1 необхідні забезпечення достатнього контактного натискання. При складанні блок-контактів секції надягають на загальну вісь 5, отвори 8 пропускають шпильки 10, на які надягають передню сталеву 9 і задню щічки 12, стягують секції гайками 11, навертаючи їх на кінці шпильок. Блок-контакти КСУ (рис. 7.68, в) відрізняються наявністю прискорюючого механізму 13, що забезпечує прискорене перемикання контактів в кінці ходу вимикача.

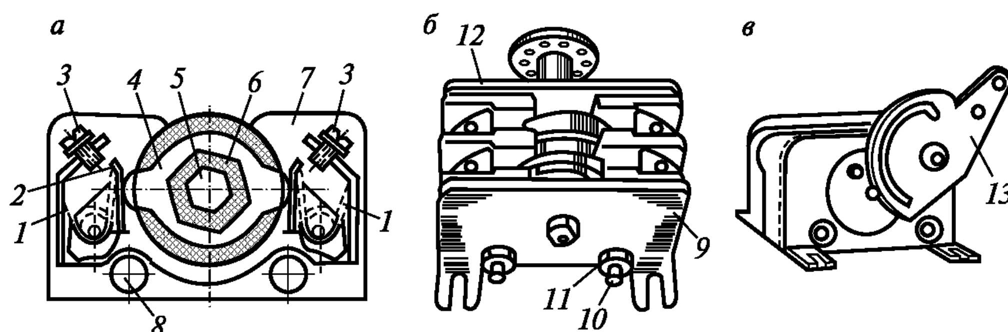


Рис. 7.68 Блок-контакти приводів вимикачів:
а - конструкція КСА; б - зовнішній вигляд КСА; в - зовнішній вигляд КСУ

Спрощена схема управління високовольтним вимикачем із електромагнітним приводом наведена на рис. 7.69.

Включення вимикача здійснюється натисканням кнопки SA1, при цьому утворюється коло: плюсова шина шинок управління ЕС - запобіжник FU2 - контакт SA1 – блок – контакт Q1 - котушка контактора KM - запобіжник FU1 - мінусова шина ЕС. Контактор KM замикає своїми контактами коло котушки включення YAC від шинок включення EY через запобіжники FU3 та FU4. Вимикач Q включається через систему тяг та важелів, перемикаються блок-контакти Q1 та Q2. Q1 розмикає коло котушки контактора KM, а Q2 замикає коло котушки відключення YAC.

Защіпка утримує вимикач у включеному положенні, про що сигналізує червона лампа HLR, через яку протікає струм по колу: плюс ЕС - HLR - R2 - Q2 - котушка відключення YAT - мінус ЕС.

Одночасно червона лампа HLR сигналізує про справність кола котушки відключення YAT. YAT отримує живлення, але не збуджується (на R2 відбувається падіння напруги). Напруги просто недостатньо для збудження YAT.

Відключення вимикача здійснюється натисканням кнопки SA2, після чого збирається коло: плюс ЕС – FU2 – SA2 – Q2 – YAT – FU1 – мінус ЕС. Сердечник YAT повертає защіпку та звільняється рухома система, яка під дією пружини, що відключає, прийде в рух, і вимикач відключиться.

Блок-контакти Q1 і Q2 перемикаються у вихідний стан: Q2 розімкне ланцюг котушки YAT та лампи HLR; Q1 замкне коло зеленої лампи HLG (плюс ЕС – FU2 - HLG - Q1 - котушка KM - FU1 - мінус ЕС), що сигналізує про відключене положення вимикача та справність кола контактора KM, готовність схеми до наступного включення вимикача. Незважаючи на те, що до KM підводиться напруга, вона не збуджується, тому що має місце падіння напруги на R1. (напруги просто недостатньо для збудження KM).

Автоматичне відключення вимикача здійснюється релейним захистом, який в схемі спрощено представлений одним струмовим реле КА, котушка якого підключена до вторинної обмотки трансформатора струму ТА. При К.З. на лінії збільшується струм у первинній обмотці ТА, збільшується струм у вторинній обмотці ТА та обмотці КА. Контакти реле КА замикають коло: плюс ЕС – FU2 - КА - Q2 - YAT - FU1 - мінус ЕС.

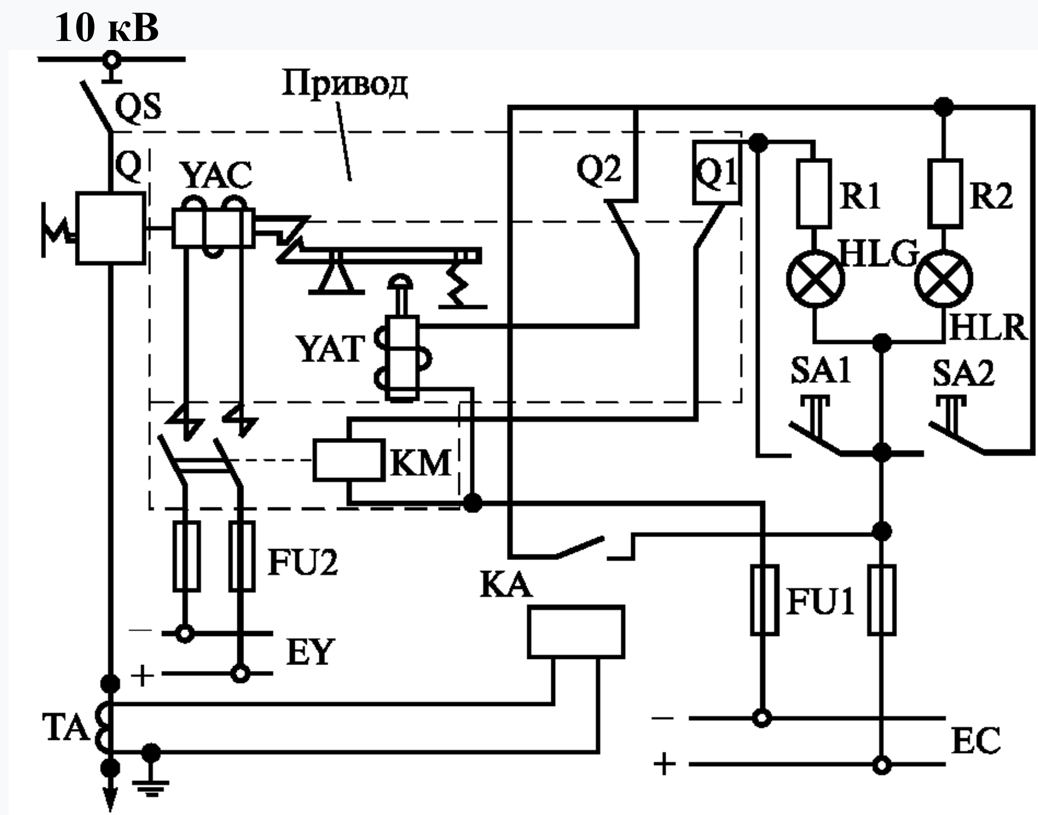


Рис. 7.69 Спрощена схема управління високовольтним вимикачем із електромагнітним приводом вимикачем із електромагнітним приводом:
Q-вимикач; Q1 та Q2- блок-контакти; YAC- котушки включення; QS-роз'єднувач; YAT- котушка відключення; КМ- контактор; ТА-трансформатор струму; КА-реле струму; SA1 та SA2-кнопки управління; HLR та HLG-сигнальні лампи; R1 та R2-резистори; FU1 та FU2- запобіжники; ЕС-шинки управління; ЕY- шинки включення.

При проходженні струму по котушці YAT, що відключає, відбувається відключення вимикача. Після вимкнення струму К.З. реле КА повертається у вихідний стан. Блок-контакти Q1 і Q2 на момент відключення КА вже у вихідному стані та коло YAT виявляється розімкнутим, тобто реле КА, що має досить малопотужні контакти, не відключає струм цього кола.

Розглянемо тепер принцип дії пружинного привода. Це можна зробити на прикладі системи пружинного привода елегазового вимикача серії 3AP2F1 (рис. 7.70).

Вимикач знаходиться у положенні „Вимкн". Вмикаюча пружина 10 затягується натяжним механізмом 16 з двигуном 13 через натяжний вал 7 та шатун 8. У кінці процесу затягування натяжений вал від'єднується защіпкою 15 від натягувального механізму та зчіплюється з вимикаючою защіпкою 12. Тепер вмикаюча пружина 10 затягнута для виконання вмикання.

Процес увімкнення наступний:

Шляхом задіювання пристрою спрацьовування 11 здійснюється деблокування защіпки вмикання 12. Виникаюча при ослабленні пружини вмикання 10 енергія

передається через дисковий кулачок 19 на поводок 20 та пов’язаний з ним вмикаючий вал 22. при цьому за рахунок руху обертання вмикаючого вала 22, важиля перемикання 9 та шатуна 26 натягується пружина вимикання 27, а рух через приводну штангу 6, важиль 4, вал, що обертається 5 та оперативну штангу 2 передається на дугогасильну камеру 1. Завдяки цьому замикаються контакти дугогасильної камери 1. В кінці руху вмикання демпфер вмикання 21 поглинає залишкову кінетичну енергію. За рахунок кулачка 17 та направляючого ролика 18 запобігається зворотнє коливання натягувального вала 7.

Одночасно зчіплюється поводок 20 з защіпкою вимикання 24. Полюс знаходиться тепер у комутаційному положенні „Увімкн” та готовий до вимикання.

Потім вмикаюча пружина 10 повністю натягується на протязі 15 секунд. Механічне блокування запобігає повторному вмиканню привода до виконання операцій на вимикання.

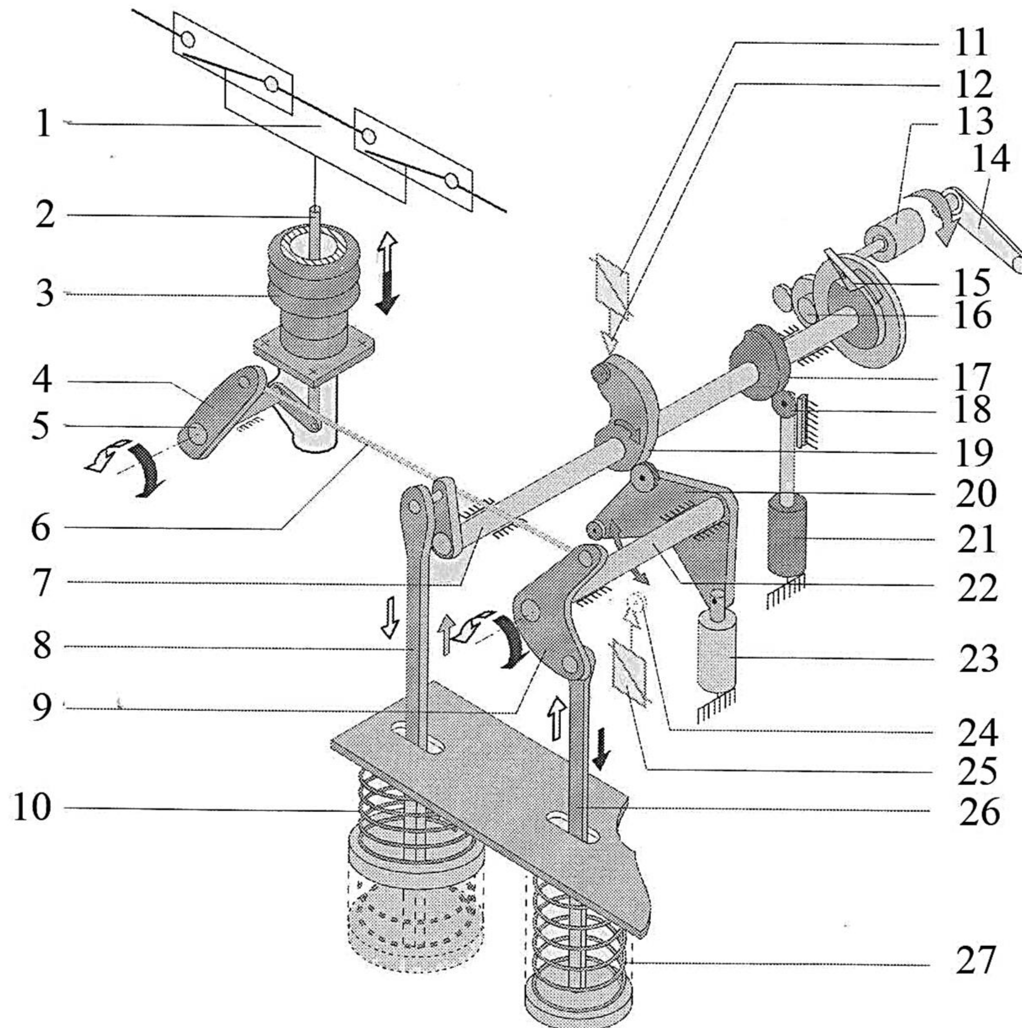


Рис. 7.70 Пружинний привод вимикача серії 3AP2F1:

1 – дугогасильна камера; 2 – оперативна штанга; 3 – опорний ізолятор; 4 – рукоятка; 5 – вал; 6 – приводна штанга; 7 – натяжний вал; 8 – шатун; 9 – важиль перемикання; 10 – пружина, що вмикає; 11 – пристрій спрацьовування; 12 – защіпка, що вмикає; 13 – двигун; 14 – пристрій ручного натягування; 15 – защіпка; 16 – натяжний механізм; 17 – кулачок; 18 – ролик, що направляє; 19 – дисковий кулачок; 20 – поводок; 21 – демпфер вмикання; 22 – вал, що вмикає; 23 – демпфер вимикання; 24 – защіпка вимикання; 25 – пристрій спрацьовування; 26 – шатун; 27 – пружина, що вимикає.

Для вимикання вимикача необхідно: шляхом задіювання пристрою спрацьовування 25 здійснюється деблокування защіпки вимикання 24 контакти дугогасильної камери 1 розмикаються за рахунок пружини вимикання 27 через шатун 26, важиль перемикання 9, приводну штангу 6, важиль 4, вал, що обертається 5 та оперативну штангу 2. При цьому в кінці процеса вимикання кінетична енергія поглинається демпфером вимикання 23. Одночасно демпфер вимикання 23 діє на кінцевий упор руху вимикача. У положенні „Увімкн” знаходяться вмикаючі та вимикаючі пружини у натягнутому стані. Тобто вимикач спроможний виконувати послідовність комутацій „Вимкн. – Увімкн. – Вимкн.”

У випадку несправності двигуна 13 або зникнення його живлення вмикаючу пружину 10 можна затягнути вручну рукояткою 14 з запобіжною муфтою.

7.19 ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Вибір високовольтних вимикачів по конструктивному виконанню та місцю установки (зовнішня чи внутрішня), проводиться по номінальним напрузі та струму відповідно умовам:

$$U_{н} \geq U_{р}, \tag{7.2}$$

$$I_{н} \geq I_{р\ max}, \tag{7.3}$$

де $U_{н}$ – номінальна напруга вимикача по каталогу, кВ;
$U_{р}$ – робоча напруга приєднання електроустановки, на якому встановлюють вимикач, кВ;
$I_{н}$ – номінальний струм вимикача по каталогу, А;
$I_{р\ max}$ – робочий максимальний струм приєднання електроустановки, на якому встановлюють вимикач, А.

Обраний вимикач перевіряється по струму короткого замикання на динамічну стійкість по ударному струму короткого замикання відповідно умові:

$$i_{д} \geq i_{у}, \tag{7.4}$$

де $i_{д}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму короткого замикання (струм електродинамічної стійкості) по каталогу, кА;
$i_{у}$ – ударний струм короткого замикання, який визначається по формулі 2.37, кА.

Обраний вимикач перевіряється на термічну стійкість по умові:

$$I_{т}^{2} \cdot t_{т} \geq B_{к}, \tag{7.5}$$

де $I_{т}$ – граничний струм термічної стійкості по каталогу, кА;
$t_{т}$ – час протікання струму термічної стійкості по каталогу, с;
$B_{к}$ – тепловий імпульс струму короткого замикання, який визначається по формулі 2.73, $кА^{2}·с$.

Крім того, обраний вимикач перевіряється також по здатності вимикання по умові:

$$I_{нвимк} \geq I_{п}, \tag{7.6}$$

де $I_{нвимк}$ – номінальний струм вимкнення вимикача по каталогу, кА;
$I_{п}$ – періодичний струм короткого замикання, який визначається по формулі 2.35, кА.

7.20 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Під час експлуатації вимикачів параметри, що визначають режим роботи не повинні перевищувати допустимих значень [15].

Огляди масляних вимикачів проводять без зняття напруги 1 раз на день на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом і в терміни, встановлені місцевими інструкціями, але не рідше за 1 раз на 10 днів - на тих підстанціях, де його немає.

При оглядах масляних вимикачів перевіряють:

- зовнішній стан вимикача і приводу;
- відсутність забруднень, видимих сколов і тріщин ізоляторів; слідів викиду масла з додаткових резервуарів або вихлопних пристроїв (клапанів);
- стан зовнішніх контактних з'єднань;
- рівень і відсутність течі масла в полюсах вимикача;
- справність заземлень;
- роботу підігріву вимикача і приводу (в період низьких температур);
- свідчення лічильника числа аварійних відключень;
- відповідність показника стану вимикача дійсному його положенню.

Рівень масла в масляних вимикачах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопокажчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря.

Огляди вакуумних вимикачів із зняттям напруги проводять після 2500 операцій «включено - відключено», але не рідше за один раз на рік. Для цього при знятій кришці приводу проводять зовнішній огляд вимикача, приводу, контактних елементів. Стирають пил з вакуумних дугогасячих камер корпусу і ізоляційної тяги дрантям. Перевіряють провал контактів, змащують поверхні, що труться, мастилом, перевіряють і підтягають кріплення.

При оглядах елегазових вимикачів контролюється:

- відсутность витікання елегазу в приміщеннях елегазових розподільних установок за допомогою течешукача, показання приладів контролю тиску елегазу або цілісність мембран у герметичних (нерозбірних) елегазових вимикачів;
- показання приладів контролю тиску елегазу або цілісність мембран у герметичних (нерозбірних) елегазових вимикачів;
- зовнішній стан вимикача і його привода;
- відсутність забруднень, видимих відколів, тріщин та слідів перекриття ізоляції.

Нагляд за показниками сигналізатора тиску в елегазових вимикачах здійснюється з періодичністю, яка вказана в керівництві з експлуатації елегазового вимикача.

Сигналізатор тиску з термокомпенсуючим пристроєм показує величину тиску елегаза у колоні, яка приведена до 20^0С. Зважаючи на те, що температура газу в колоні та корпусі сигналізатора з термокомпенсуючим пристроєм може суттєво відрізнятися при різкій зміні температури оточуючого повітря, можливі невеликі періодичні коливання показань приладу, навіть при відсутності витоку елегазу. З урахуванням цього зняття показань приладу рекомендується здійснювати в умовах, коли температура повітря на протязі кількох годин стабільна, а на корпус сигналізатора не попадають прямі сонячні промені.

При зниженні тиску в колоні до 0,35 МПа колону необхідно поповнити до номінального тиску. Контролюючі тиск елегазу в колонах слід мати на увазі наступне:

- вимикач забезпечує додержання всіх номінальних параметрів при тиску газу в колонах не менше 0,32 МПа;
- при тиску нижче 0,32 МПа вимикач здатний вимикати номінальний струм, за виключенням вимкнення струму холостої лінії та індуктивного струму;

- при тиску елегазу нижче 0,32 МПа забезпечується необхідна електрична міцність внутрішньої ізоляції колон;

- при повній відсутності надлишкового тиску опорна ізоляція витримує 1,15 найбільшої фазної анпурги, а ізоляція між розімкнутими контактами – найбільшу лінійну напругу.

Тривале знаходження вимикача під напругою при повній відсутності надлишкого тиску елегазу не рекомендується.

Елегаз для заповнення вимикача повинен відповідати нормам, які наведені в керівництві з експлуатації. В експлуатації параметром, що контролюється, є температура конденсації вологи. Вона повинна бути не вище – мінус 45^0С при атмосферному тиску.

Відомості про роботу елегазових вимикачів при виконанні комутаційних режимів, а також результати періодичних оглядов заносяться до журналу:

- надлишковий тиск (за сигналізатором тиску) та температуру оточуючого повітря;
- значення струму короткого замикання або струму навантаження, що комутується;
- вид короткого замикання (одно-, двох-, трифазне);
- вид комутації (вимикання, вмикання на коротке замикання, АПВ);
- характер відмов та їх причини, прийняті заходи з профілактики порушень у роботі.

При вимкненні короткого замикання масляний вимикач повинен бути оглянутий. При цьому перевіряється відсутність викиду масла з баків масляного вимикача. Значний викид масла свідчить про ненормальне вимкнення струму короткого замикання. У цьому випадку вимикач необхідно вивести з роботи та оглянути. Якщо після вимкнення струму короткого замикання встановлено затемнення масла у масломірному склі, масло в вимикачі необхідно замінити.

В процесі експлуатації необхідно слідкувати за рівнем масла в полюсах, який не повинен опускатися за межі нижньої позначки масловказіника. Всі несправності, які виявилися в процесі експлуатації необхідно заносити до „Журналу дефектів”, а відомості про вимкнення струмів короткого замикання – до „Журналу автоматичних вимикань”. Особливу увагу в процесі експлуатації необхідно приділяти контролю за нагрівом масляного вимикача при великих навантаженнях та високій температурі оточуючого повітря.

Під час експлуатації необхідно періодично проводити технічні огляди вимикачів та вимірювання їх параметрів.

При оглядах вимикачів перевіряється:

- відсутность витікання елегазу в приміщеннях елегазових розподільних установок за допомогою течешукача;
- показання приладів контролю тиску елегазу або цілісність мембран у герметичних (нерозбірних) елегазових вимикачів;
- зовнішній стан вимикача і його привода;
- відсутність забруднень, видимих відколів, тріщин і слідів перекриття ізоляції;
- рівень і відсутність течі масла (для масляних вимикачів та вакуумних вимикачів з масляною додатковою ізоляцією);
- справність заземлень;
- робота підігріву вимикача і привода в період низьких температур;
- показання лічильника кількості аварійних вимикань.

7.21 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗ’ЄДНУВАЧІ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІ

7.21.1 Загальні положення та визначення

При обслуговуванні чи ремонті обладнання необхідно вимкнути вимикачем певну ділянку кола. Але у випадку несправності високовольтних вимикачів може статися так,

що дві фази відключилися, а третя ні або в іншій конфігурації коло може залишитися під напругою. Надалі при проведенні робіт з ремонту або обслуговуванню мереж працівники можуть потрапити під напругу. Тому послідовно з вимикачем і ставлять роз'єднувач, який використовується для створення видимого розриву кола, при огляді чи ремонті вимкнених ділянок кола, який гарантує безпеку при виконанні робіт. Крім того необхідність створення видимого розриву обумовлена ще тим, що при використанні вакуумних, масляних або елегазових вимикачів не завжди є можливість переконатися в повному роз'єднанні контактів, оскільки зазвичай вони знаходяться в дугогасильній камері в середені вимикача.

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який у вимкненому положенні має видимий ізоляційний проміжок, що задовольняє певним вимогам безпеки.

Роз'єднувачі застосовуються в електричних пристроях напругою вище 1 кВ змінного та постійного струму.

Однак, в спеціальних конструкціях роз'єднувачів, наприклад, призначених для елегазових розподільних установок, проміжок між контактами у розімкненому стані може бути невидимий. В цьому випадку вимкнений стан роз'єднувачів визначається за механічним вказівником положення.

Роз'єднувачі можуть мати заземлюючі ножі для заземлення вимкнених ділянок кола. Розєднувачі та їх заземлюючі ножі приводяться в дію відповідними приводами, які можуть об'єднуватися конструктивно у один агрегат.

Роз'єднувачами не можна вимикати струм навантаження, тому що їх контактна система не має дугогасильних пристроїв і у випадку помилкового вимикання струму навантаження виникає стійка дуга, яка може сприяти міжфазному КЗ та викликати небезпеку для обслуговуючого персоналу. Перед вимкненням роз'єднувача коло повинно бути розімкнуте вимикачем.

Операції з вимикання та вмикання високовольтних вимикачів та роз'єднувачів відносять до оперативних перемикань.

Але для спрощення схем електроустановок відповідно з Правилами [15] дозволяється вмикати та вимикати роз'єднувачами:

1. Струм замикання на землю повітряних (ПЛ) та кабельних (КЛ) лінійелектропередачі: до 5 А - 20-35 кВ та до 30 А - 10 кВ і нижче.

2. Зрівняльний струм до 70 А ПЛ та КЛ напругою 10 кВ та нижче.

3. Струм навантаження ПЛ та КЛ до 15 А напругою 10 кВ та нижче при умові, що операція здійснюється триполюсними роз'єднувачами з механічним приводом.

4. Зарядний струм шин та обладнання усіх напруг (крім батарей конденсаторів).

5. Трансформатори напруги.

6. Струм намагнічування силових трансформаторів потужністю 750 кВА при напрузі 10 кВ, 40000 кВА при напрузі 110 кВ.

Крім того дозволяється виконання наступних операцій:

а) розземлення та заземлення нейтралі трансформаторів;

б) вмикання та вимикання дугогасильних котушок при відсутності в мережі замикання на землю;

в) вмикання та вимикання обхідних роз'єднувачів, якщо вимикач, який вони шунтують, увімкнений.

Значення вимикаючого роз'єднувачем струму залежить від його конструкції (вертикальне, горизонтальне розташування ножів), від відстані між полюсами, від номінальної напруги установки, коли допустимість такої операції встановлюється інструкціями та директивними вказівками.

Порядок операцій при вимиканні намагнічуючого струму трансформатора також відіграє важливу роль. Наприклад, трансформатори, які мають РПН, необхідно

перевести в режим неповного збудження, тому що струм намагнічування різко зменшується при зменшенні індукції в магнітопроводі, яка залежить від підведеної напруги.

До роз'єднувачів ставлять наступні вимоги:

- створення видимого розриву в повітрі, електрична міць якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічна та термічна стійкість при протіканні струмів К.З.;
- виключення самодовільних вимикань;
- чітке вмикання та вимикання при несприятливих умовах роботи (ожеледь, сніг, вітер тощо).

Роз'єднувачі класифікуються за:

1. Характером руху головних (робочих) ножів — вертикально - рублячого, у яких ножі повертаються у вертикальній площині перпендикулярно до основи та горизонтально - поворотного типу, у яких ножі повертаються в горизонтальній площині паралельно до основи.
2. Кількістю полюсів - одно, двох та триполюсні.
3. Способом керування – з ручним важільним приводом та двигунковим приводом.
4. Наявністю чи відсутністю заземлюючих ножів - без заземлюючих ножів, з одним чи двома комплектами заземлюючих ножів.
5. Місцем установки - зовнішньої та внутрішньої.

<u>Примітка</u>:

1. Комплекти заземлюючих ножів складаються з одного або кількох заземлювальних ножів чи заземлювачів. Наприклад триполюсний роз'єднувач з двома комплектами заземлювальних ножів має шість заземлюючих ножів.
2. Роз'єднувачі вертикально – рублячого типу використовуються, як правило, внутрішньої установки та виконуються одно- та триполюсними. Основні частини роз'єднувача: металева рама; нерухомі ізолятори; рухомі ізолятори; нерухомий контакт; ніж (рухомий контакт); вал із приводним важелем для шарнірного приєднання рухомих ізоляторів із шарнірно-приєднаними з іншої сторони ножами. Керування роз'єднувачем здійснюється поворотом його вала. На роз'єднувачах, призначених для вимикання малих струмів, передбачаються роги, що грають роль дугогасильних контактів, на яких відбувається розрив дуги.
3. Роз'єднувачі горизонтально - поворотного типу використовуються, як правило, зовнішньої установки, розміщуться на спеціальних металевих чи залізобетонних конструкціях. На напругу 35 кВ та вище роз'єднувачі виконуються у виді трьох окремих полюсів, що на місці установки з'єднуються трубчастими тягами чи валами в один трьохполюсний апарат, керований одним приводом.

Роз'єднувачі горизонтально - поворотного типу можуть мати нерухомий контакт та рухомий контакт (ніж) або два рухомих контакта (ножа), які називаються головними (робочіими) ножами. Крім того вони можуть мати заземлюючі ножі з контактами, які вмикаються при вимиканні головних ножів та вимикаються при їх вмиканні.

7.21.2 Позначення роз'єднувачів

Маркування роз'єднувачів складається з літерів та цифр.

Літери означають:

Р - роз'єднувач (перша літера);

Н - зовнішньої установки. У роз'єднувачів зовнішньої установки типу РДЗ літера Н не ставиться; але мається на увазі.

Д - з двома ізоляційними колонками;

З(з) - з заземлюючими ножами (заземлювачами);
Л - лінійний;
О - однополюсний;
В - внутрішньої установки;
Б - з посиленою ізоляцією (літера, яка вказує на нормальну ізоляцію не ставиться);
Г, П, ГП – горизонтально-поворотнього типу;
Р - рублячого типу.

Цифри означають:
Перша цифра - кількість комплектів заземлюючих ножів (заземлювачів);
Друга група цифр - номінальну напругу, кВ;
Третя група цифр - номінальний струм, А (через дріб).

Літери (У; ХЛ; УХЛ; Т), які стоять за номінальним струмом, відповідають кліматичному виконанню, а наступна за ним цифра (1; 2; 3) - категорії, тобто все аналогічно маркуванню вимикачів.

Крім того в типі роз'єднувача може вказуватися товарний знак виробника.

Наприклад:

РВРЗ-2-10/4000УЗ - роз'єднувач внутрішньої установки, рублячого типу, з двома комплектами заземлюючих ножів, на номінальну напругу 10 кВ, нормальною ізоляцією, з номінальним струмом 4000 А, для роботи в районах з помірним кліматом та в закритих приміщеннях з природною вентиляцією.

РНДЗ-1-І10/1000УХЛ1 - роз'єднувач зовнішньої установки, з двома ізоляційними колонками, з одним комплектом заземлюючих ножів, номінальну напругу 110 кВ, нормальною ізоляцією, для експлуатації на відкритому умовах помірного та холодного клімату.

РДЗ-2-35Б/1000УХЛ1 - роз'єднувач зовнішньої установки, з двома ізоляційними колонками, з двома комплектами заземлюючих ножів, номінальну напругу 35 кВ, З посиленою ізоляцією, з номінальним струмом 1000 А, для експлуатації на відкритому повітрі в умовах помірного та холодного клімату.

РГП-з2-110/1250УХЛ1 - роз'єднувач зовнішньої установки, горизонтально – поворотного типу, з двома комплектами заземлюючих ножів, на номінальну напругу 110 кВ, з номінальним струмом 1250 А, для експлуатації на відкритому повітрі в умовах помірного та холодного клімату.

7.21.3 Позначення роз'єднувачів на схемах (табл. 7.1)

Головні (робочі) ножі роз'єднувача зображуються аналогічно зображенню однополюсного перемикача**.** Якщо роз'єднувач однополюсний то ставиться одна риска або нічого не ставиться, якщо двополюсний – дві риски, а якщо триполюсний – три риски. Порядок креслення головних та заземлювальних ножів полягає в наступному:

Зображення роз'єднувачів без заземлювальних ножів аналогічне зображенню головних (робочіх) ножів роз'єднувача.

Між головними (робочими) ножами мається механічне блокування у вигляді фігурних шайб. Це блокування зображується у вигляді пунктирної лінії. В заземлювальних ножах рухомі контакти завжди розташовані з боку заземлення, крім того для правильного креслення рухомих контактів необхідно подумки тримаючи за пунктир увімкнути та розімкнути головні контакти (ножі), а потім увімкнути та розімкнути заземлюючі ножі. Розміри елементів становлять 6 мм. Наприклад відстань до нерухомого контакта заземлювального ножа та від рухомого контакта заземлювального ножа до заземлення становить 6 мм. Відстань між рухомим та нерухомим контактами також становить 6 мм.

Наведемо декілька прикладів зображення роз'єднувачів на схемах:

- схема триполюсного роз'єднувача з одним комплектом заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та ручним приводом;
- схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та ручним приводом;
- схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та ручним приводом;
- схема однополюсного роз'єднувача з одним комплектом заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та двигунковим приводом;

схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та двигунковим приводом;

- схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів, які розташовані праворуч та ручним приводом з типом роз'єднувача та його привода (праворуч або ліворуч від графічного позначення роз'єднувача (де є місце) вказується тип роз'єднувача та тип його привода (якщо він є)) ;
- схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів, які розташовані ліворуч та ручним приводом з позначенням згідно вимог МЕК (замість типу роз'єднувача ставиться літера QS з номером роз'єднувача. Заземлюючі ножі маркуються літерами QSG з номером роз'єднувача та номером комплекта заземлюючих ножів.;

Таблиця 7.1 - Приклади графічного позначення роз'єднувачів

30° 6 мм **Схема головних (робочих) ножів роз'єднувача**	**Схема триполюсного роз'єднувача з одним комплектом заземлювальних ножів та ручним приводом**	**Схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів та ручним приводом**
Схема однополюсного роз'єднувача з одним комплектом заземлювальних ножів та двигунковим приводом.	**Схема триполюсного роз'єднувача з двома комплектами заземлювальних ножів та двигунковим приводом.**	QSG1.1 QS1 QSG1.2 **Схема роз'єднувача згідно вимог МЕК.**
РГП-з2-110/1250 ХЛ1 ПРЗ.2 УХЛ1 **Схема роз'єднувача з його типом**		

На схемі рис. 7.71 зображена частина схеми парвинної комутації, на якій наведені: елегазовий вимикач типу ВГТ-110-40/3150У1 з пружинним приводом типу ППрК-2000. На відстані не мешій ніж 5 мм. від вимикача зображені елегазові трансформатори струму типу ТОЛ-110III-2-0,5S/0,5/10р/10р/10р-400/5УХЛ1 у трьох фазах з пятьма вторинними обмотками кожний.

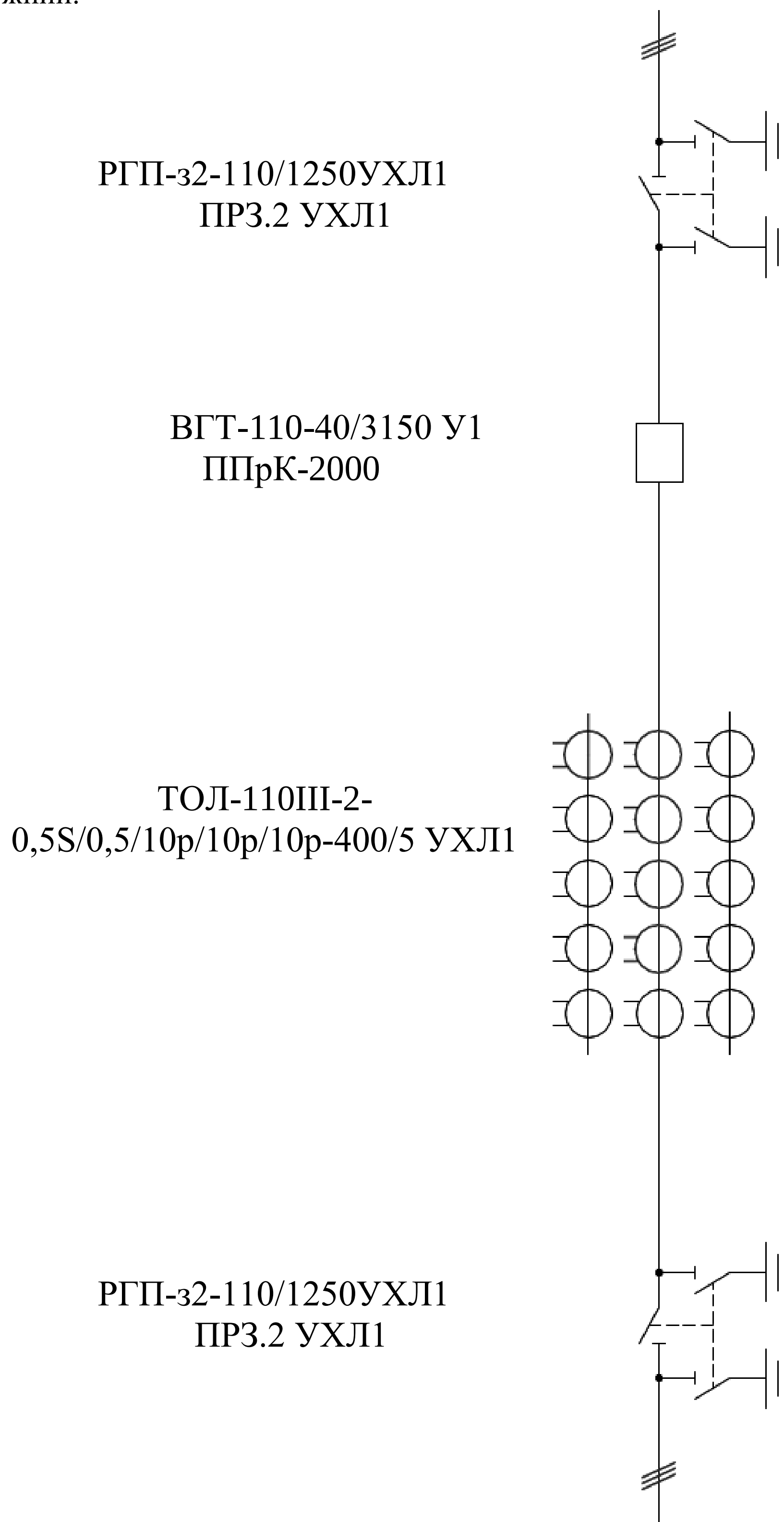


Рис. 7.71 Частина схеми парвинної комутації

З обох боків вимикача на відстані не менше 5 мм. від вимикача та трансформаторів струму зображені роз'єднувачі типу РГП-з2-110/1250УХЛ1 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, які призначені для створення видимого розриву кола, при огляді чи ремонті вимкнених вимикача та трансформаторів струму.

7.22 КОНСТРУКЦІЯ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ

7.22.1 Роз'єднувачі внутрішньої установки

Для внутрішніх установок роз'єднувачі можуть бути однополюсними (РВО) або триполюсними (РВ, РВК, РВРЗ тощо). Триполюсні роз'єднувачі можуть виконуватися на загальній рамі або на окремих рамах для кожного полюса. Окремі полюси об'єднуються загальним валом, пов'язаним з приводом роз'єднувача.

На струми до 1000 А ніж роз'єднувача виготовляється з двох мідних смуг, на більші струми застосовуються ножі з трьох-чотирьох смуг. Так само як у шинних конструкціях, найкраще використання матеріалу при великих струмах досягається, якщо нерухомі контакти будуть коробчатого перерізу, а ножі роз'єднувача - коритоподібної форми.

Триполюсний роз'єднувач серії РВ - 10 (рис. 7.72) вертикально - рублячого типу на напругу 10 кВ складається з рами 1 з ізоляторами 9, на яких закріплені нерухомі контакти 8, які мають вигляд стояків з ребрами для створення лінійного контакту з рухомими контактами 5, які виконані у вигляді ножів з пружинами 6 для забезпечення необхідного контактного натискання. Кількість контактних полос у рухомих контактів 5 та стояків нерухомих контактів залежить від струму, на який виготовляється роз'єднувач: чим більше струм, тим більше їх кількість. Рух рухомих контактів 5 здійснюється за рахунок ізолюючих стояків 7, з'єднаних через важиль 10, вал 4, важиль 3 та тягу привода ПР. Натиск 2 призначений для обмеження кута повороту валу роз'єднувача.

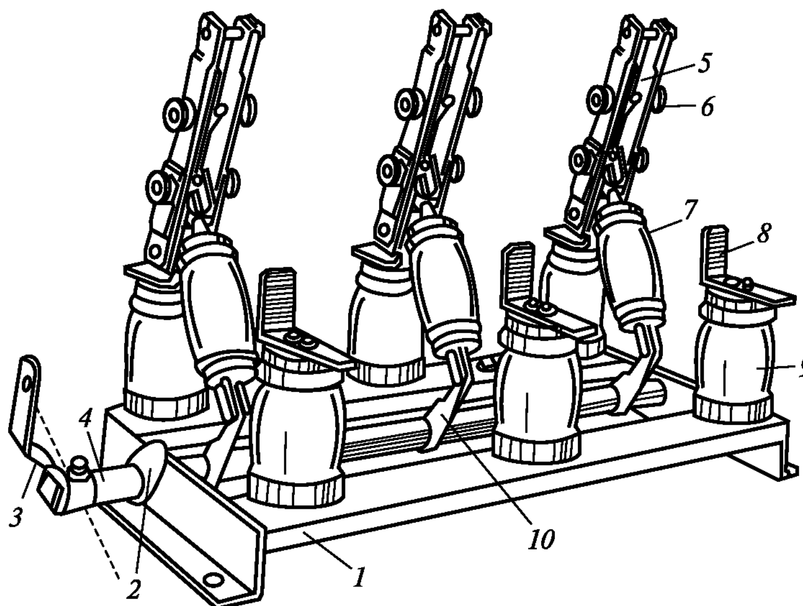


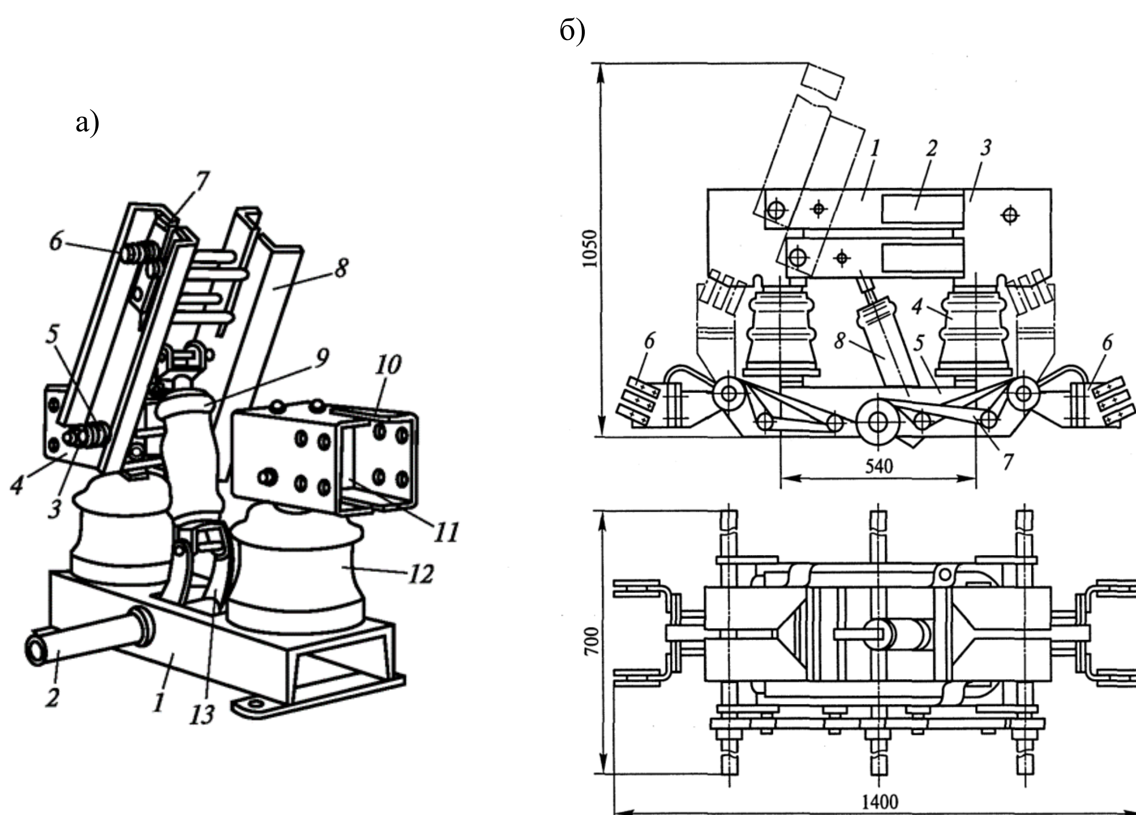
Рис. 7.72 Роз'єднувач серії РВ - 10

При проходженні струмів КЗ створюються електродинамічні зусилля в місцях переходу струму з пластин ножа в контакт, які прагнуть відштовхнути ножі від контакту. З іншого боку, пластини ножа притягуються одна до одної внаслідок взаємодії струмів одного напрямку. При великому струмі КЗ сили відштовхування можуть стати

більшими, ніж сили притягування пластин ножа. Це може викликати відштовхування пластин ножа від контакту та виникнення дуги. Для запобігання цьому у роз’єднувачів передбачається влаштування магнітного замка. Він складається з двох сталевих пластин, розташованих зовні ножа, які, по-перше, передають тиск від пружин, а по-друге, намагнічуючись струмами КЗ, притягуються один до одного та створюють додатковий тиск у контакті.

Однополюсний роз'єднувач РВК (рис. 7.73, а) складається з рами 1, на якій укріплені ізолятори 12, нерухомого 4 та 10 і рухомого 8 контактів із установленими в них чавунним контактотримачем 11 і сталевою смугою 7 для підвищення механічної стійкості при КЗ, фарфорової тяги 9, що з'єднує рухомий контакт із валом 2, контактної пружини 5 на осі 3 рухомого контакту. Для утримання триполюсного роз'єднувача вали кожного полюса з'єднуються між собою муфтами.

Триполюсні й однополюсні роз'єднувачі виготовляють із одним і двома стаціонарними заземлюючими ножами, які замикаються на спеціальні губки, з'єднані з нерухомим і рухомим контактами. Застосування заземлюючих ножів підвищує ступінь безпеки оперативного й ремонтного персоналу, а в окремих випадках дозволяє відмовитися від накладення переносних заземлень.



7.73 Ро роз’єднувачі внутрішньої установки:
а) однополюсний роз’єднувач внутрішньої установки РВК;
б) роз’єднувач рублячого типу для внутрішньої установки з двома заземлюючими ножами РВРЗ-2-20/8000 (один полюс):
1 - рухомі основні контакти; 2 – сталеві пластини; 3 – нерухомий контакт; 4 – опорний ізолятор; 5 – рама; 6 – заземлюючі ножі; 7 - механічне блокування між головними та заземлюючими ножами; 8 - фарфорова тяга

Роз’єднувач внутрішньої установки з двома заземлюючими ножами серії РВРЗ – 10. У роз'єднувачах рублячого типусерії РВРЗ - 10 (рис. 7.73, б) ніж обертається навколо одного з нерухомих контактів, рух ножу передається від валу через фарфорові

тяги 8. Необхідний тиск у контактах створюється пружинами. При проходженні струмів КЗ створюються електродинамічні зусилля в місцях переходу струму з пластин ножа 1 нерухомий контакт 3, що прагнуть відштовхнути ножі від контакту.

З іншого боку, пластини ножа притягуються одна до одної завдяки взаємодії струмів одного напрямку.

При великих струмах КЗ сили відштовхування можуть виявитися більшими, ніж сили тяжіння пластин ножа, це призведе до відкидання пластин ножа від контакту, виникнення дуги, тобто до аварії.

Щоб уникнути цього, у роз'єднувачах передбачається влаштування магнітного замку. Він складається з двох сталевих пластин 2, розташованих зовні ножа, які, намагнічуючи струмами КЗ, притягуються один до одного і створюють додатковий тиск у контакті. Для зменшення зусилля при вмиканні та вимиканні застосовується механізм для зняття контактного тиску. Заземлюючі ножі 6 можуть бути розташовані з боку шарнірного або роз'ємного контакту або з обох боків. При триполюсному встановленні вони закорочуються загальною мідною шиною. Заземлювальні ножі мають механічне блокування, що не дозволяє включати їх при включених головних ножах.

Для керування заземлюючими ножами використовується ручний важільний привід, що складається з системи важелів, що передають рух від рукоятки до валу (ПР) або черв'ячний привід (ПЧ). Увімкненому та вимкненому положенні роз'єднувач надійно фіксується системою важелів приводу, щоб виключити мимовільне відключення або увімкнення.

7.22.2 Роз’єднувачі зовнішньої установки

Роз’єднувачі серій РНДЗ, РДЗ, РГ, РГП відносять до роз’єднувачів горизонтально-поворотного типу. Широке використання цих роз’єднувачів пояснюється значно меншими габаритами та більш простим механізмом керування.

Роз'єднувач серії РНД(З) - 110 з двома комплектами заземлюючих ножів на напругу 110 кВ показаний на рис. 7.74. В цих роз’єднувачах головний (робочий) ніж складається з двох частин 5 та 6, які переміщуються в горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів 2, на яких ці дві частини закріплюються (рис. 7.79, а). Один полюс є ведучим, до нього приєднується привод 9, через тягу 8. Рух до двох інших полюсів (відомих) передається тягами. Роз’єднувачі можуть мати один чи два заземлюючі ножі 7. Контактна частина роз’єднувача (рис. 7.79, б) складається з ламелів 3, закріплених на кінці одного ножа та контактної поверхні на кінці іншого ножа. При вмиканні ніж 4 входить між ламелями 3. Тиск у контакті створюється пружинами 2. Гнучкий зв'язок 1 забезпечує коло струму навантаження.

В горизонтально - поворотних роз’єднувачах при вимиканні ніж начебто “ламається” на дві частини, тому значно полегшується робота привода у випадку обмерзання контактів.

Колонки ізоляторів 2 (рис. 7.74, а) встановлені на сталевій рамі 1 та можуть повертатися в підшипниках, розташованих в нижніх фланцях колонок 2. Контактні виводи 3 розєднувача мають отвори для болтового приєднання проводів та шин. Контактні виводи 3 з'єднані з головними ножами 5 та 6 гнучкими зв’язками 4 з фольгованої міді.

На рис. 7.74 вказаний увімкнутий стан роз’єднувача типу РНДЗ-2-110, а також його елементи.

Роз’єднувачі типу РД(З)-35/1000. Роз’єднувачі високовольтні типу РДЗ-35/1000 зовнішньої установки та приводи до них призначені для вмикання і вимикання знеструмлених ділянок електричного кола, а також заземлення вимкнених ділянок за

допомогою заземлювачів в умовах помірного і холодного клімату (УХЛ1). Виготовляються з нормальною або посиленою ізоляцією.

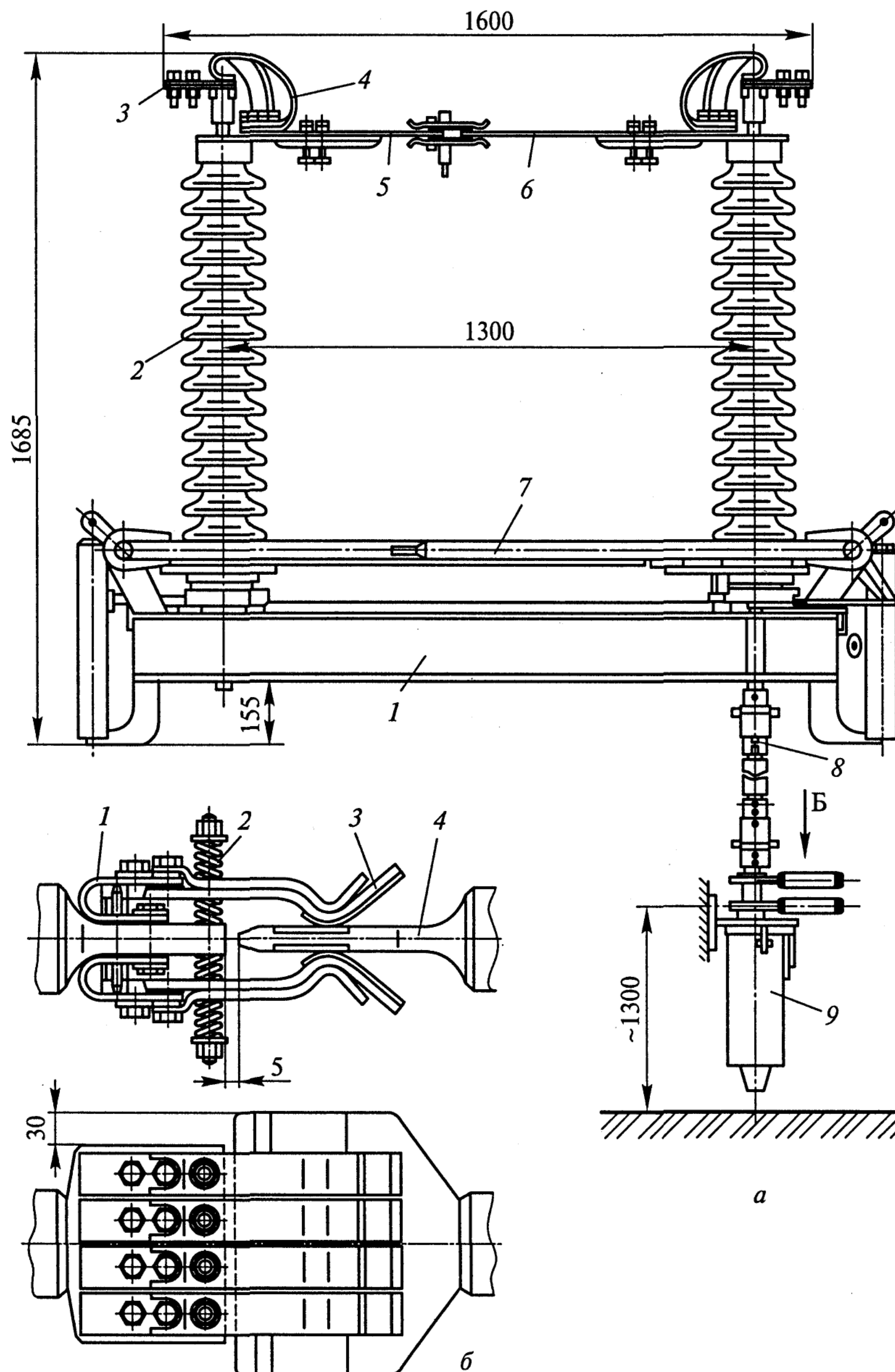


Рис. 7.74 Роз'єднувач горизонтально - поворотнього типу РНДЗ-2-110:

а) загальний вигляд:

1 – рама; 2 – опорний ізолятор; 3 – наконечник для приєднання шин; 4 – гнучкий зв'язок; 5 - головний ніж із ламелями; 6 – головний ніж без ламелів; 7 – заземлюючі ножі; 8 - тяга до приводу; 9 – привід.

б) контактна частина роз'єднувача:

1 - гнучкий зв'язок; 2 – пружина; 3 – ламель; 4 – лопатка ножа.

Загальний вигляд роз’єднувача наведений на рис. 7.75, а, а конструктивні елементи наведені на рис. 7.75, б.

Роз’єднувачі виготовляють в однополюсному виконанні. При монтажі роз’єднувачі можуть з’єднуватися в триполюсний, двополюсний або однополюсний апарат, що керується одним приводом.

Роз’єднувачі виготовляють в однополюсному виконанні. При монтажі роз’єднувачі можуть з’єднуватися в триполюсний, двополюсний або однополюсний апарат, що керується одним приводом.

Конструктивно роз’єднувач являє собою апарат двохколонкового типу з розвертанням головних ножів в горизонтальній площині на 90°.

З’єднання роз’єднувачів між собою в триполюсний або двополюсний апарат та з’єднання їх з приводом виконується за допомогою комплектуючих елементів та труб на місці монтажу.

Кожний роз’єднувач складається з цоколю, струмовідної системи, ізоляції та заземлюючого контуру. (при наявності заземлюючих ножів 2 та 6 або одного з них).

На цоколі є болт заземлення, поряд з яким нанесений знак заземлення та отвори для кріплення роз’єднувача до рами 1. Ізоляція роз’єднувача складається з ізоляторів 3 типу С–4–195–П УХЛ1. На верхніх фланцях ізоляторів поворотних колонок встановлена струмовідна система, яка виконана у вигляді двох контактних (головних) ножів 5. Контактний ніж складається з основи, на якій жорстко закріплюються паралельні мідні шини та контактний вивід, з’єднані між собою гнучкими зв’язками. На одному з контактних ножів є ламельний контакт, підпружинений пластинчатими пружинами. На кінцях ламелей є відгиби (уловлювачі) для забезпечення входження іншого ножа. Роз’єднувач також має контактні виводи 4 для приєднання ошиновки.

Для управління роз’єднувачі комплектуються приводами ручними типу ПР без вала, з одним чи двома валами заземлювачів (ПР; ПРЗ.1; ПРЗ.2 відповідно).

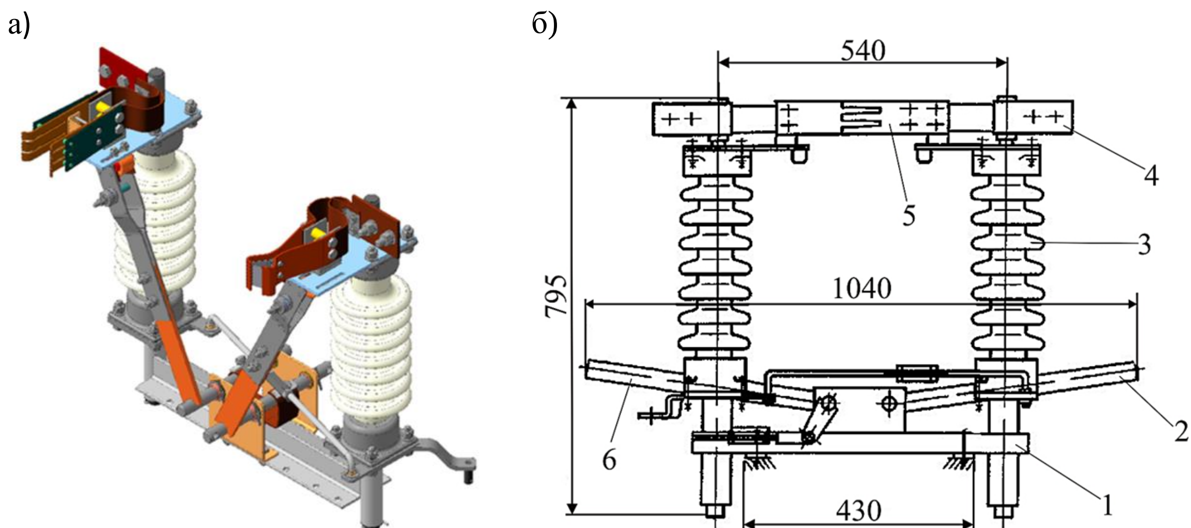


Рис. 7.75 Роз’єднувач РДЗ.2-35Б/1000УХЛ1
а) загальний вигляд; б) конструктивне виконання:
1 – рама; 2, 6 – заземлюючі ножі; 3 – опорний ізолятор;
4 – контактні виводи для приєднання ошинновки; 5 – головні ножі.

Роз’єднувачі серії РГ мають більш досконалу конструкцію та виготовляються на напругу від 35 до 220 кВ і призначені для заміни роз’єднувачів типів РНД (рис. 7.76). На несучій рамі закріплюються нерухома 2 та рухома 5 колонки, на яких кріпляться двополосний напівніж 3 з роз'ємним контактом 4 та однополосний напівніж. При вимиканні зусилля від привода передається тягою 8; колонка 5, обертаючись, передає

рух напівножам, при повороті яких розмикається контакт 4.Роз’єднувач може мати один або два заземлювачі 1, 6 які керуються приводом через вали 7. Поверхні роз'ємного контакту покриті сріблом. Ізолятори виконуються з високоміцного фарфору. Вивідні контакти ковзкого типу більш довговічні, ніж гнучкі зв’язки (в серіях РНД, РЛНД).

Роз’єднувачі серії РГ мають поліпшену конструкцію контактної системи у порівнянні з роз’єднувачами серії РДЗ і надійно працюють під час ожеледі до 20 мм.

При технічному переозброєнні передбачається заміна роз’єднувачів 110-750 кВ на більш досконалі, у тому числі на роз’єднувачі серії РГ.

Роз’єднувач являє собою двох колонковий одно-, двох- та триполюсний апарат з поворотом головних ножів у горизонтальній площині на 90^0.

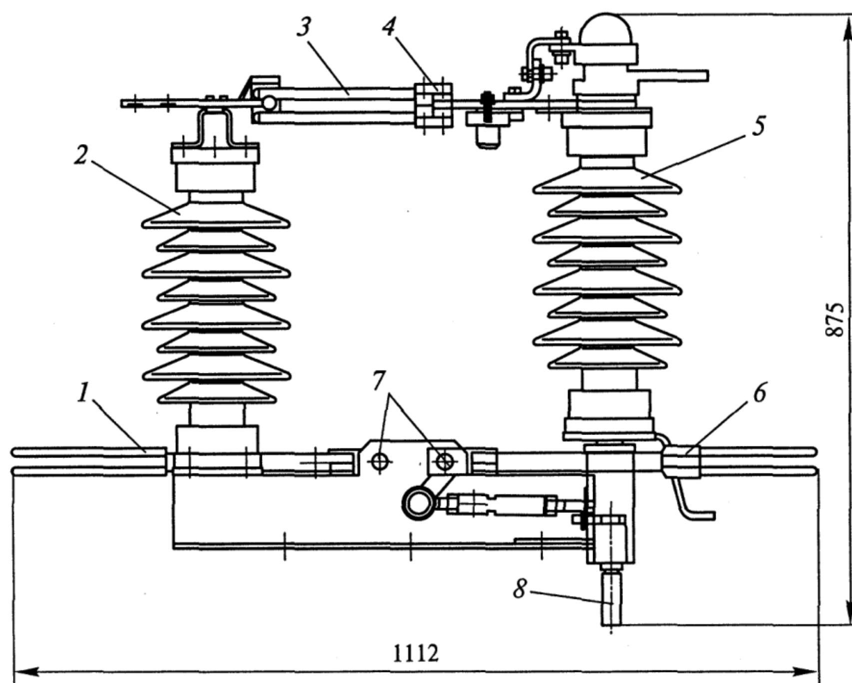


Рис. 7.76 Розєднувач РГ-35/2000 УХЛ1:

1 - заземлювач; 2 – нерухома колонка; 3 - півніж двосмуговий; 4 – роз'ємний контакт; 5 - рухома колонка; 6 - заземлювач; 7 – вали ножів заземлювачів; 8 - тяга до приводу.

Одна з колонок апарата виконується нерухомою, що суттєво збільшує надійність виробу. Конструкція контактів рухомої колонки виконується з берилієвої бронзи та герметично закритих перехідних мідних ламелів. Основа роз’єднувача виконується з герметично закритими підшипниковими вузлами. Ізолятори апарата можуть бути традиційно керамічними С4-195, ИОС500 або полімерними серії ИОСПК.

Роз’єднувач розроблений з умовою заміни існуючих роз’єднувачів РДЗ-35/1000, а також РГ-35/1000. Для заміни РДЗ-35/1000 на існуючих підстанціях необхідно буде тільки змінити геометрію підводу шини з вертикальної на горизонтальну.

Роз’єднувач РГП-110/1250 УХЛ1 (рис. 7.77) являє собою двох колонковий одно-, двох- та триполюсний апарат з поворотом головних ножів у горизонтальній площині на 90^0. Контакти головних ножів та контакти ножів заземлення виконуються з використанням берилієвої бронзи, що гарантує контактне натискання в експлуатації на протязі всього періоду служби роз’єднувача. Вивідні контакти виконуються за допомогою герметично закритих перехідних мідних ламелів, що забезпечує стабільний контакт та невелике зусилля оперування роз’єднувачем. Рухомі контактні поверхні мають срібне покриття. В основі поворотних колонок встановлюються закриті

підшипникові вузли, які не потребують обслуговування. Ізолятори керамічні або полімерні. Приводи серій ПРГ5, ПРГ6 – ручні на основі герконових перемикачів ПУ, двигунковий привод ПДГ9.

При розробці роз'єднувача РГП-110/1250 УХЛ1 врахована можливість заміни роз'єднувачів серії РДЗ з мінімальними доопрацюваннями.

Металоконструкція роз'єднувачів серії РГП виконується з антикорозійним покриттям, що забезпечує експлуатацію виробу на весь строк служби.

Роз'єднувач складається з трьох полюсів. Кожний полюс роз'єднувача виконаний у вигляді двохколонкового апарата з розворотом головних ножів 9 та 10 на $90°$ в горизонтальній площині. Полюс роз'єднувача 12, до якого приєднується привод, називається ведучим. Полюс роз'єднувача 13, який приєднується до ведучого, називається ведомим. На полюси 12 та 13 за допомогою кронштейнів 8 встановлюються ножі заземлення 6. До ведучого полюсу 12 кріпиться рама 1 з приводом 2 головних ножів та з приводом 3 ножів заземлення, а також шини заземлення (при наявності ножів заземлення). Кожний полюс складається з цоколю 14, ізоляторів 7 та струмовідної системи.

Цоколь складається з двох швелерів, до яких приварені дві трубчасті основи. В середині цих основ встановлені підшипники котіння з закладеним в них змащенням. В підшипниках обертаються вали з привареними важилями 17, на які встановлюються ізолятори 7. Важилі ведучої та ведомої колонок полюсів з'єднані між собою тягою 18 та 19, які регулюються по довжині. Ізоляція кожного полюса виконується з двох ізоляторів 7. Струмовідна система роз'єднувача виконана у вигляді двох контактних ножів 9 та 10, які встановлюються на верхніх фланцях ізоляторів 7. Кожний контактний ніж складається з основи, на якій жорстко закріплюються мідні шини, та контактного виводу 22, встановленого на закритих кулькопідшипниках з закладеним на весь строк служби змащенням.

Струмовий перехід з основи контактного ножа на контактний вивід виконується через ковзаючий контакт розеточного типу, який захищений від забруднення кожухом. Контактний вивід 22 має отвори для приєднання ошиновки. На контактному ножі 10 знаходиться ламельний контакт, виконаний з двох пар контактних ламелей, на кінцях яких знаходяться відгиби (уловлювачі).

Контактні ламелі виконані з бронзового сплаву та не потребують контактного натискання на протязі всього строку служби. На кінці контактного ножа 9 є контакт типу «кулачок», створений відгибами двох паралельних шин, який захищений від ожеледі кожухом. Всі ковзаючі контактні поверхні вкриті гальванічним сріблом, а нерухомі – оловом.

При наявності ножів заземлення 6 на ножі за допомогою болтів та упора встановлюється контактний вузол заземлюючого контура 11, який складається з контакту та утримувача. Контакт захищений від ожеледі кожухом.

Ніж заземлення 6 складається з вала та ламельних контактів (по одному на полюс), які складаються з двох пар ламелів виготовлених з берилієвої бронзи. Вал ножа обертається в підшипниках ковзання, які складаються з фторопластової втулки та обойм. Обойми закріплюються на кронштейні, який приєднаний до полюсу. Вал зі струмопроводами та важилями з'єднуються з цоколем 14 ведучого полюсу гнучкими зв'язками.

Рама з приводами 2 та 3 являє собою вузол, в якому об'єднані привода головних ножів 2 та заземлюючих ножів 3, несуча металоконструкція, приводний вал 4 головних ножів та приводний вал 5 заземлюючих ножів, а також тяги. Момент, що обертає, від приводів через з'єднувальні елементи передається на вали 4 та 5. На кінці приводних валів заземлювачів є важилі, до яких прикріплюються з'єднувальні тяги, що регулюються по довжині. На кінцях з'єднувальних тяг розташовані сферичні

підшипники ковзання, які допускають перекошування при повороті приводного вала 5 та вала заземлювачів 6.

Роз'єднувачі можуть мати один (з1) комплект заземлюючих ножів або два (з2) комплекти заземлюючих ножів. Також конструкція роз'єднувачів передбачає встановлення наступних типів приводів:

– для головних ножів – ПДС (двигунковий), ПР – П (К) – 90 (ручний);
– для заземлюючих ножів – ПР – П (К) – 190 (ручний).

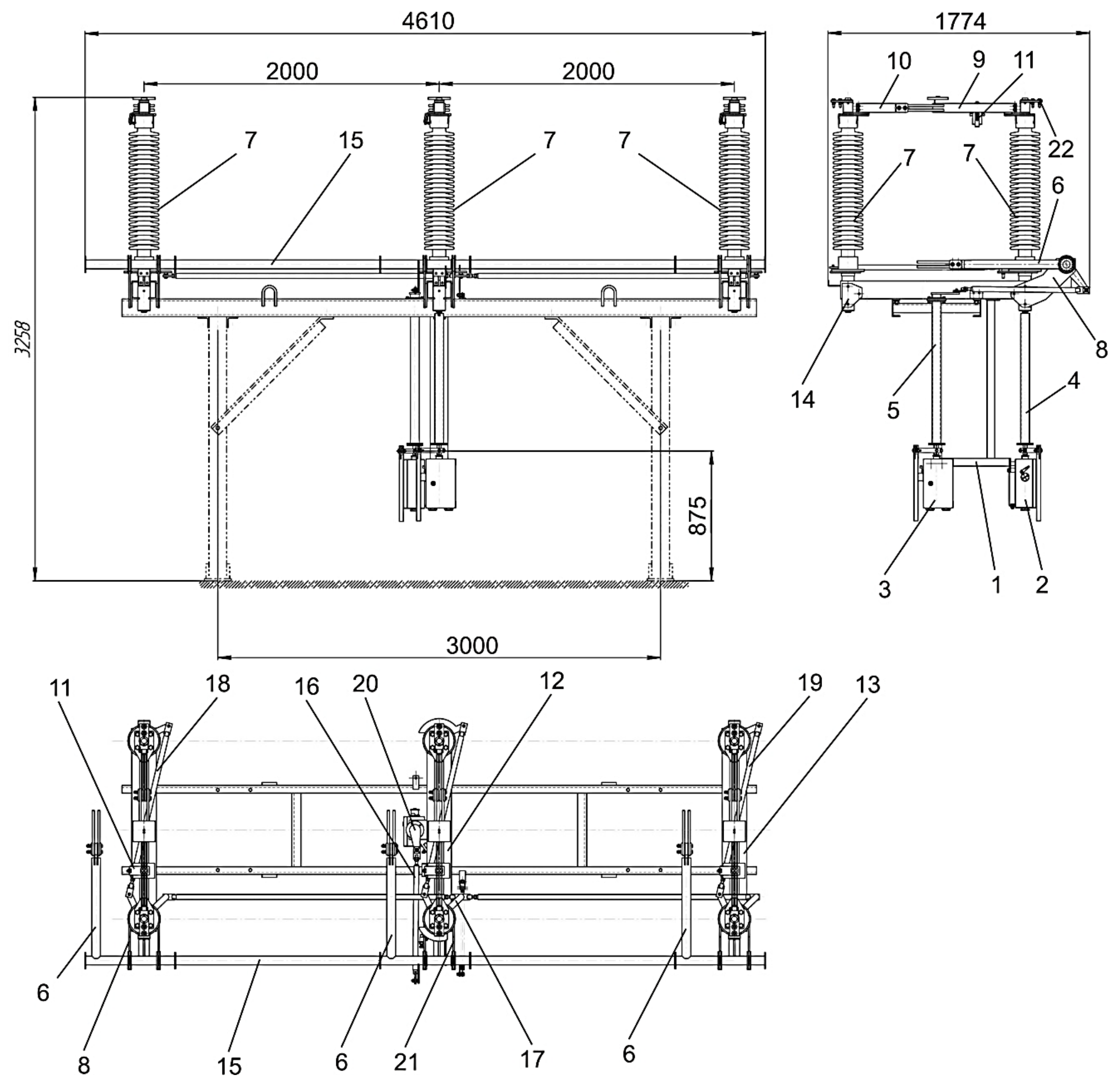


Рис. 7.77 Загальний вигляд роз'єднувача типу РГП-з1-110/1250 УХЛ1

1 – рама з приводами; 2 – привод головних ножів; 3 – привод ножів заземлення; 4 – приводний вал головних ножів; 5 – приводний вал заземлюючих ножів; 6 – ніж заземлення; 7 – ізолятор; 8 – кронштейн; 9,10 – контактні ножі; 11 – контактний вузол заземлюючого контура; 12 – ведучий полюс роз'єднувача; 13 – ведомий полюс роз'єднувача; 14 – цоколь; 15 – з'єднувальний вал; 16 – тяга; 17 – важиль; 18, 19 – тяга; 20 – важиль; 21 – блокувальний сектор; 22 – контактний вивід.

7.22.3 Заземлювачі однополюсні зовнішньої установки серії ЗОН

Заземлювачі серії ЗОН на номінальну напругу 110 кВ використовуються для заземлення нейтралей силових трансформаторів, які мають в нейтралі трансформатор струму для захисту від замикань на землю.

Системи напругою 110 кВ та вище працюють з ефективно-заземленою нейтралю, але для зменшення струму однофазного короткого замикання нейтралі частини трансформаторів можуть бути розземленими, тому що ізоляція нульових виводів не розрахована на повну напругу. Тому в режимі розземлення нейтралі необхідно знизити можливі перенапруги шляхом приєднання вентильних розрядників до нульової точки трансформатору. Заземлення та розземлення нейтралі здійснюється за допомогою однофазного заземлювача зовнішньої установки серії ЗОН-110.

Загальний вигляд заземлювача наведений на рис. 7.78, а, а конструктивне виконання заземлювача наведено на рис. 7.78, б.

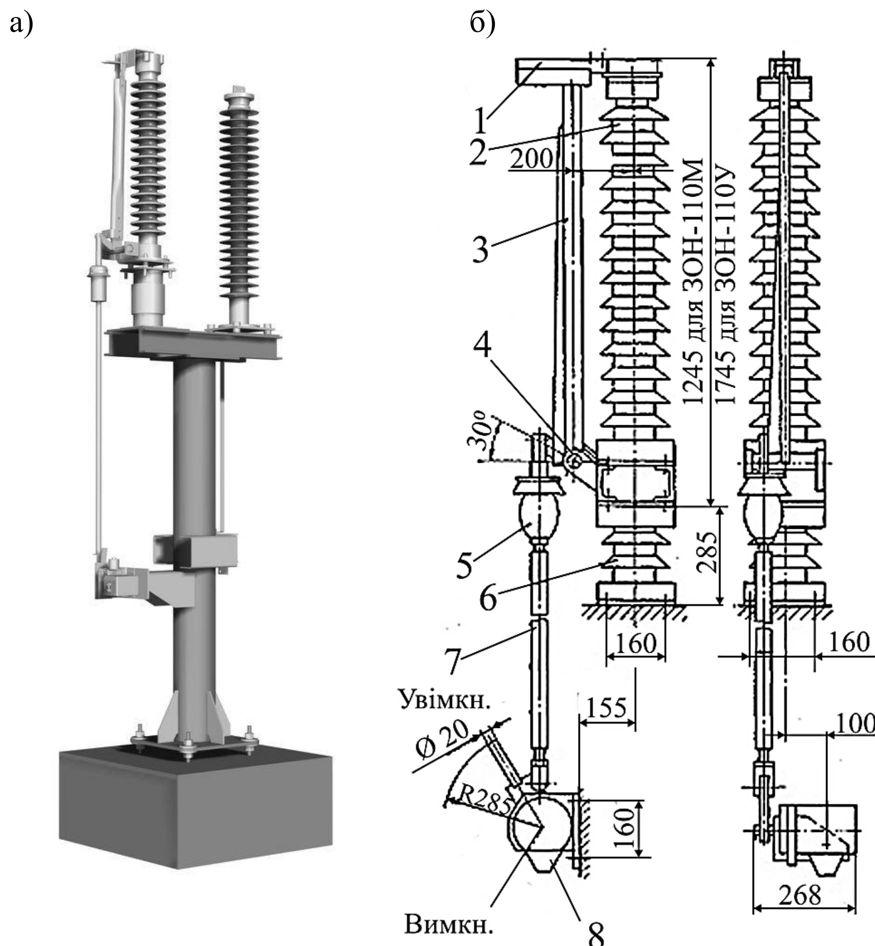


Рис. 7.78 Заземлювач одонополюсний зовнішньої установки серії ЗОН а) загальний вигляд заземлювача; б)конструктивне виконання заземлювача серії ЗОН-110:

1 – нерухомий контакт; 2 – опорний ізолятор; 3 – заземлюючий ніж; 4 – вал; 5 – ізоляційна уставка; 6 – ізолятор КО-10; 7 – тяга від заземлювача к привід; 8 – привод ПРН-11У1.

Заземлювач ЗОН-110 складається з підставки, ізоляційної колонки 2, нерухомого контакту 1 та ножа заземлення 3. Підставка являє собою куточок та призначена для установки заземлювача. На підставці кріпиться ізоляційна колонка 2, на якій змонтований нерухомий контакт 1, до якого приєднується заземлюючий ніж 3. Заземлюючий ніж 3 зв’язаний з приводом 8 за допомогою тяги 7. В нижній частині заземлюючий ніж 3 прикріплюється до кронштейну основи ізоляційної колонки 2 за допомогою вала 4. Це дає йому змогу повертатися на валу 4 на 30^0 та заземлювати або розземлювати нейтраль трансформатора. При оперуванні заземлювальний ніж, на кінці якого є роз'ємний контакт, врубається в нерухомий контакт.

Контактний тиск в рознімному контакті забезпечується пружиною. В конструкції заземлювачів може передбачатися опорний ізолятор 6 та ізоляційна вставка 5 в тягу між приводом та заземлювачем. Апарат ставиться цоколем безпосередньо на підставку, яка заземлюється.

Заземлювачі керуються ручним проводом типу ПРН-11У1.

7.23 ПРИВОДИ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ ТА ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ

Для керування роз'єднувачами застосовуються приводи, які служать для включення, утримання у включеному положенні та відключення роз'єднувача. За способом управління апаратами приводи поділяються на ручні та дистанційні. Перші керуються лише вручну, а другі дозволяють забезпечити дистанційне та автоматичне керування апаратами.

Для керування роз'єднувачами використовують ручний важільний привод ПР (ПРН) чи черв'ячний привод ПЧ. Вмикання та вимикання головних (робочих) ножів здійснюється електродвигунковим приводом ПД, який дозволяє виконувати ці операції дистанційно.

Ручні приводи внутрішньої установки повинні виготовлятися з рукояткою довжиною 200, 250, 350 та 425 мм, а для зовнішніх установок довжина рукояток не регламентується. Статичне зусилля на рукоятці не повинно перевищувати 245 Н, за винятком моменту зрушення механізму (вхід ножа в роз'ємний контакт та виходу з нього), коли допускається оперування поштовхом (поштовхами).

Для керування триполюсними роз'єднувачами внутрішньої установки використовуються ручні приводи типу ПР-2 (рис. 7.79) для роз'єднувачів на 10 кВ до 1000 А та типу ПР-3 використовується для керування заземлюючими ножами роз'єднувачів на 10 кВ, 2500÷4000 А. Приводи ПР-2 та ПР-3 відрізняються один від одного більш довгою рукояткою (250 мм проти 425 мм).

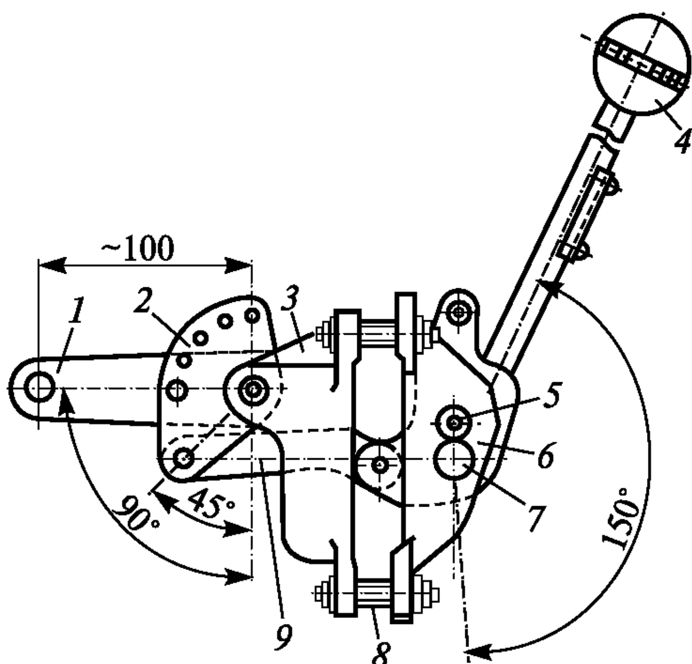


Рис. 7.79 Привід ручний важильний, типу ПР-2

Приводи виготовляються для приєднання до роз'єднувача чи безпосередньо до рукоятки приводу з лицьової сторони або до вихідного важеля заднього підшипника. Вихідний важіль дозволяє регулювання за кутом, для чого в секторі робиться кілька

отворів. Приводи мають вбудований фіксатор, на місці якого може бути встановлений блок-замок.

Привод ПР-2 (привод важильний другої серії) наведений на рис. 7.79. Він складається з переднього 6 та заднього 3 підшипників з сектором 2. Отвори в секторі 2 слугують для регулювання кута поворота важиля приводу 1 та роз’єднувача, з яким важиль 1 зв’язаний тягою.

Передній та задній підшипники розташовуються по обидва боки передньої панелі комірки розподільчого пристрою та стягуються шпильками 8. Рукоятка управління 4, яка зв’язана з сектором 2 шатуном 9, обертається на вісі 7. Фіксатор 5 призначений для фіксації рукоятки управляння 4 в певному положенні. Фіксатор 5 рукоятки 4 у включеному та відключеному положенні являє собою засувку, яку при перемиканнях відводять убік, після перемикання вона під дією пружини заскакує в отвір на черевику рукоятки.

Приводи роз’єднувачів зовнішньої установки. повинні розраховуватись на експлуатацію в умовах снігу, дощу, обмерзання. На цій підставі вони постачаються з кожухами для захисту механізму, контактів та інших електричних пристроїв. Для роз’єднувачів 35 кВ та вище з кутом повороту валу 90° використовується привід ПРН-110М (рис. 7.80). При наявності заземлюючих ножів використовується привід ПРН-220М, який являє собою елементи трьох приводів ПРН-110М, зібраних в один агрегат. Для роз’єднувачів 35, 110, 220 кВ типу РДЗ використовуються приводи ПР-90УХЛ1, а з 1994 року - приводи ПР без вала, з одним чи двома валами заземлюючих ножів (ПР; ПР3,1; ПР3,2 відповідно).

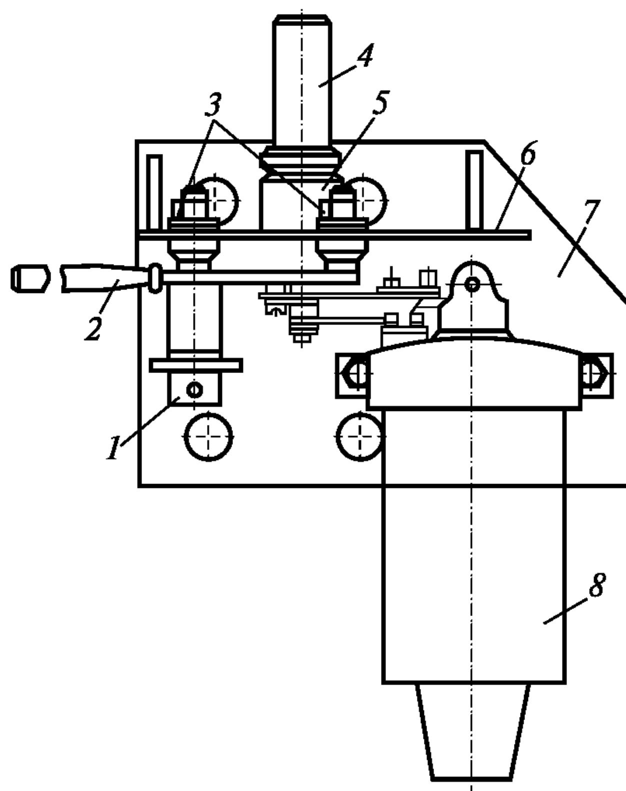


Рис. 7.80 Привід ручний важильний, типу ПРН-110М

Рукоятки приводів обладнані підпружиненими фіксаторами - защіпками, які можуть запиратися висячим замком. Рукоятки розраховані на використання трубчастого подовжувача 0,7÷15 м. Вали контактів вихідних кіл з’єднанні з відповідними валами ножів роз’єднувача. Привод ПРН-110 (рис. 7.80) призначений для управління роз'єднувачами зовнішньої установки на 35 та 110 кВ, що не мають ножів, що

заземлюють. Він складається з основи 7 з полицею 6, до якої прикріплена полиця 5, що служить підшипником для валу 4, жорстко з'єднаного з важелем 2. Вільний кінець валу 4 зв'язаний з роз'єднувачем трубчастою тягою. Вісь валу приводу співпадає з віссю ведучої колонки роз'єднувача. Пружинна защіпка 1 та чашки 3 забезпечують чітку фіксацію приводу у включеному та відключеному положеннях. У циліндричному корпусі 8 розташовані блок-контакти, які перемикаються одночасно з роз'єднувачем при повороті важеля 2.

Черв'ячні приводи типу ПЧ-50 У3 (привод ручний черв'ячний) використовуються для керування роз'єднувачами внутрішньої установки на номінальну напругу 10 кВ та номінальні струми 2500÷4000А. Привод ПЧ-50 У3 (рис. 7.81) має черв'ячний редуктор, який знижує зусилля, яке необхідне для вмикання та вимикання роз'єднувачів.

Основний елемент редуктора – черв'ячна пара (черв'як 8 та черв'ячне колесо 3), яка забезпечує за двадцять обертів рукоятки 1 поворот вихідного вала 9 на 180^0. На приводі передбачені натиски крайніх положень, вказівник увімкненого та вимкненого положення 10.

Електродвигунові приводи для роз'єднувачів виготовляються на номінальні напруги 220 та 380 В змінного струму. При цьому номінальні напруги електричного двигуна та кіл керування можуть відрізнятися один від іншого як чисельно, так і за родом струму. Робота цих приводів повинна забезпечуватись при зміні напруги на їх затискачах під час операції в мережах від 85 до 110 % номінальної напруги. Основними елементами приводу є: електричний двигун, редуктор та механізм перемикання контактів допоміжних кіл. Привід забезпечує реверсивний поворот вихідного вала на 90; 180; 270^0 та ручне оперування за допомогою рукоятки, яка блокується електроблок - замком. Привід може мати до двох валів для оперування заземлюючими ножами роз'єднувача, при цьому передбачається вбудоване механічне блокування. Вали заземлюючих ножів мають також замки електроблокування.

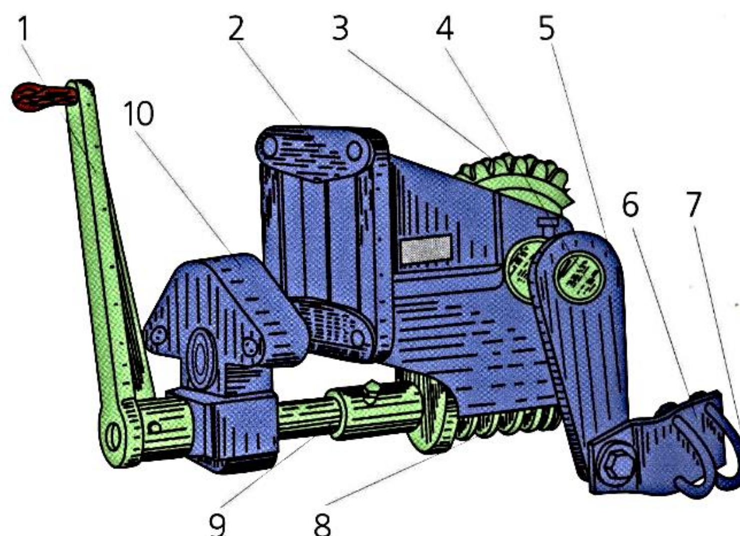


Рис. 7.81 Привод ручний черв'ячний типу ПЧ-50УЗ:
1 – рукоятка; 2 – задній підшипник; 3 – колесо черв'ячне; 4,9 – вали;
5 – важіль; 6 – планка; 7 - хомут; 8 – черв'як; 10 - вказівник увімкненого та вимкненого положення.

На рис 7.82 показаний зовнішній вигляд електродвигункового приводу зовнішньої установки типу ПДН-1У1, який призначений для дистанційного та місцевого управління роз'єднувачами 110-750 кВ. Всі елементи приводу (електродвигун, черв'ячний редуктор, механізм блокування та інше) розташовані в металевій шафі 1. За дверцятами шафи

розташована лицева панель 2, на якій розташовані ключ місцевого управління 3, вказівники („увімкнути”, „вимкнути”) 4,5 оперативного положення ключа місцевого управління, замки електромагнітного блокування 6, панель 7 зі схемою з’єднання, вимикач 9 підігрівача та штепсельна розетка 8. Праворуч шафи мається люк, який закритий кришкою 10, для установки рукоятки ручного управління 11. Ця рукоятка надягається на вал черв’яка редуктора. При цьому встановлена рукоятка розмикає контакти в колі управління електродвигуном, що виключає випадкове його вмикання під час проведення операцій вручну.

Управління ножами стаціонарних заземлювачів можливо тільки вручну за допомогою металевої штанги.

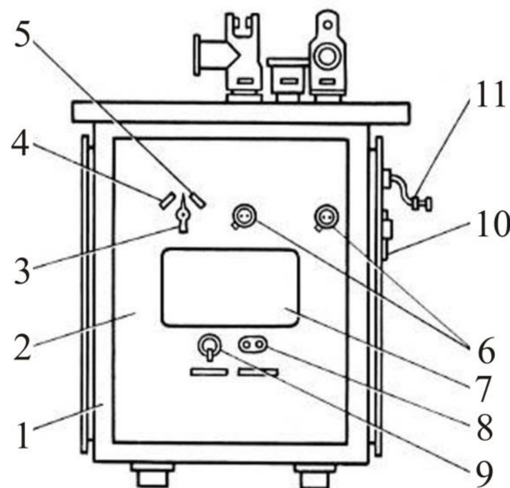


Рис. 7.82 Привід електродвигуновий типу ПДН-1У1

1 – шафа; 2 – лицьова панель; 3 – ключ місцевого управління; 4 – вказівник "Увімкнути"; 5 – вказівник "Вимкнути"; 6 – замки електромагнітного блокування; 7 – панель зі схемою з’єднання; 8 – штепсельна розетка; 9 – вимикач підігрівача; 10 – кришка; 11 – рукоятка ручного управління.

Схема управління роз'єднувачем QS з двома комплектами заземлюючих ножів QSG1 та QSG2 за допомогою дистанційного приводу типу ПДН-1-У1 представлена на рис. 7.83. Реверсивне управління асинхронним двигуном М з короткозамкненим ротором здійснюється контакторами КМ1 і КМ2 реверсивного магнітного пускача, що має електротеплове реле КК з двома нагрівальними елементами кола обмотки статора. Для включення роз'єднувача використовується контактор КМ1, при включенні якого до виводів статора двигуна C_1, C_2 та C_3 підводяться відповідно фази А, В та С через запобіжники FU1, FU2 і FU3. Для відключення роз'єднувача використовують контактор КМ2, через який до виводів C_1, C_2 та C_3 підводяться відповідно фази, С, В та А. При цьому двигун обертається в іншу сторону, роз'єднувач відключається. Управління роз'єднувачем може здійснюватися тільки при відключених заземлюючих ножах QSG1 та QSG2 та відсутності струму в колі роз'єднувача, що контролюється за допомогою реле блокування КВ, контакти якого в цьому випадку будуть замкнуті. Увімкнення роз'єднувача здійснюється натисканням кнопки SB1. У цьому випадку збирається коло: FU1 — SBB — КВ — SB1 — SB2 — QS1 — КМ1 — КК — КВ — FU3. Котушка контактора КМ1 отримує живлення, і його контакти в колі двигуна М замикається, останній починає обертатися, йде процес включення роз'єднувача. Кнопку SB1 можна відпустити, оскільки допоміжний контакт КМ1 шунтує контакт кнопки, внаслідок чого контактор залишиться увімкненим, а двигун продовжуватиме обертатися. При включенні роз'єднувача перемикаються блок-контакти QS1 та QS2 роз'єднувача. QS1

розмикає коло котушки КМ1, контакт відключається, і двигун зупиняється. Блок-контакт роз'єднувача QS2 замикається, готує коло вимкнення. Вимкнення роз'єднувача здійснюється шляхом натискання кнопки SB2. При цьому збирається коло: FU1 - SBB - КВ - SB1 (замкнутий контакт) - SB2 - QS2 - КМ2 - КК - КВ - FU3. Котушка контактора КМ2 отримує живлення, і його контакти в колі двигуна М замикаються, починається процес відключення роз'єднувача, який закінчується при розмиканні блок-контактів QS2, коли роз'єднувач займе відключене положення. Контакт кнопки SB2 після увімкнення контактора КМ2 шунтується його допоміжним контактом, після чого кнопку можна відпустити, процес відключення буде продовжуватися автоматично.

Наявність контактів кнопки SB1 та контактора КМ2 у колі котушки КМ1 блокує можливість подачі на неї живлення при увімкненні контактора КМ2. Аналогічне блокування контактами SB1 та КМ1 призначене для контактора КМ2 при включенні КМ1. Одночасне включення контакторів КМ1 та КМ2 неприпустимо, оскільки це призведе до короткого замикання між фазами А і С. Кнопковий блокувальний вимикач SBB розмикає коло управління двигуном при відкритих дверях шафи приводу роз'єднувача, тим самим забороняючи роботу двигуна.

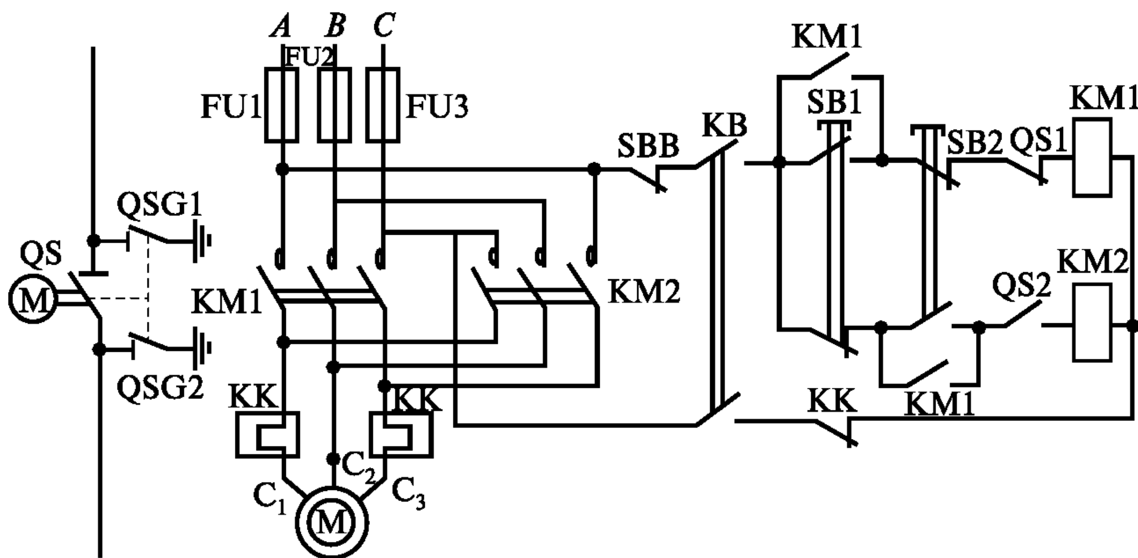


Рис. 7.83 Схема управління роз'єднувачем за допомогою приводу типу ПДН-1У1

7.24 ВИБІР РОЗ’ЄДНУВАЧІВ ТА ВИМИКАЧІВ НАВАНТАЖЕННЯ

Вибір апаратів виконується за конструктивним виконанням, кількістю заземлюючих ножів та місцю встановлення (зовнішня та внутрішня), за номінальною напругою та струмом відповідно до умов:

$$U_н \geq U_р, \tag{7.7}$$

$$I_н \geq I_{р\,max}, \tag{7.8}$$

де $U_н$ – номінальна напруга апарата по каталогу, кВ;

$U_р$ – робоча напруга приєднання електроустановки, на якому встановлюють апарат, кВ;

$I_н$ – номінальний струм апарата по каталогу, А;

$I_{р\,max}$ – робочий максимальний струм приєднання електроустановки, на якому встановлюють апарат, А.

Обраний апарат перевіряється по струму короткого замикання на динамічну стійкість по ударному струму короткого замикання відповідно умові:

$$i_д \geq i_у, \qquad (7.9)$$

де $i_д$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму короткого замикання (струм електродинамічної стійкості) по каталогу, кА;

$i_у$ – ударний струм короткого замикання, який визначається по формулі 2.37, кА.

Обраний апарат перевіряється на термічну стійкість по умові:

$$I_т^2 \cdot t_т \geq B_к, \qquad (7.10)$$

де $I_т$ – граничний струм термічної стійкості по каталогу, кА;

$t_т$ – час протікання струму термічної стійкості по каталогу, с;

$B_к$ – тепловий імпульс струму короткого замикання, який визначається по формулі 2.73, $кА^2 \cdot с$.

7.25 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ВИМОГИ ДО РОЗ'ЄДНУВАЧІВ

Перед розглядом питань стосовно експлуатації роз'єднувачів нагадаємо деякі моменти, які пов'язані з роз'єднувачами.

Роз'єднувачі слугують для створення видимого розриву, який відокремлює обладнання, що виводиться в ремонт від струмовідних частин, які знаходяться під напругою, для безпеки виконання робіт. Роз'єднувачі не мають дугогасильних пристроїв і тому призначаються для вмикання та вимикання електричних кіл при відсутності струму навантаження, які знаходяться тільки під напругою або навіть без напруги. Тільки в деяких випадках допускається вмикання та вимикання роз'єднувачами невеликих струмів, які значно менше номінальних. Роз'єднувачі використовують також при різного роду перемикань в схемах електричних з'єднань підстанцій, наприклад при переводі приєднання з однієї системи шин на іншу.

Вимоги, які пред'являються до роз'єднувачів з точки зору оперативного обслуговування, наступні згідно з [15] :

- роз'єднувачі у вимкнутому стані повинні створювати ясно видимий розрив кола, який відповідає класу напруги електроустановки;
- приводи роз'єднувачів повинні мати пристрої фіксації в кожному з двох положень: увімкненому та вимкнутому. Крім того, вони повинні мати надійні натиски, які обмежують поворот головних ножів на кут більший за заданий;
- опорні ізолятори та ізолюючі тяги повинні витримувати механічне навантаження при всіх операціях;
- головні ножі роз'єднувачів повинні мати блокування з ножами стаціонарних заземлювачів та не допускати одночасного їх вмикання;
- роз'єднувачі повинні свободно вмикатися та вимикатися при будь-яких найгірших умовах довкілля;
- роз'єднувачі повинні мати необхідну ізоляцію, яка забезпечує не тільки надійну роботу при можливих перенапругах та погіршеннях атмосферних умов, а й безпечне обслуговування.

При зовнішньому огляді основну увагу необхідно звертати на стан контактних з'єднань та стан ізоляції апаратів. Контактні з'єднання є найбільш відповідальними та в той же час найбільш слабкими частинами роз'єднувачів. При забрудненні, окисленні та слабкому натисканні контакти можуть не тільки нагріватися але й вигорати. При виявленні ознак нагріву здійснюється перевірка температури нагріву за допомогою

термос вічок або переносного приладу – електротермометра. Якщо температура нагріву перевищує допустиму, роз'єднувачі необхідно вивести в ремонт.

Поверхня ізоляторів роз'єднувачів повинна утримуватись в чистоті. Забрудненість поверхні ізоляторів осадами з повітря призводить до зниження розрядної напруги та перекриттю ізоляторів за несприятливих погодних умов.

Ізолятори сприймають великі механічні навантаження при операціях вмикання та вимикання. Для запобігання ушкодженням ізоляторів не можна здійснювати планові перемикання в період різких похолодань та сильних морозів, коли в ізоляторах можуть з'явитися значні внутрішні напруги внаслідок різних коефіцієнтів температурного розширення фарфору, металевої арматури та цементуючої речовини. При зниженні температури зовнішнього повітря до – 22^0С слід утримуватись від проведення операцій з роз'єднувачами, якщо це не пов'язано з ліквідацією пошкоджень.

При оглядах звертається увага на відсутність повздовжніх та кільцевих тріщин на ізоляторах, особливо в місцях, які знаходяться біля фланців, а також на відсутність пошкоджень в арматурі та цементних швах. При встановленні поверхневих дефектів, які знижують механічну та діелектричну міцність ізоляторів, апарати повинні виводитись в ремонт. Операції під напругою з роз'єднувачами, які мають дефекти, можуть здійснюватись тільки у виключних випадках.

7.26 СИГНАЛІЗАЦІЯ ТА БЛОКУВАННЯ

Для можливості контролю обслуговуючим персоналом за працюючою апаратурою в електроустановках використовують наступні види сигналізації:

1. Сигналізація положення.

Вона дає знати персоналу про положення комутаційних апаратів ("Увімкнуте", "Вимкнуте"). Виконується за допомогою ламп зеленого та червоного кольору.

2. Попереджувальна сигналізація.

Вона дає знати персоналу про зміни у режимі роботи обладнання (нагрів трансформаторного масла вище норми, спрацьовування першого ступеню газового захисту). Виконується за допомогою індивідуального світлового сигналу (табло) та загального звукового сигналу (дзвінок). Попереджувальна сигналізація може діяти з витримкою часу чи без неї. З витримкою часу виконують сигналізацію про перевантаження трансформаторів, замикання на землю у системі з ізольованою нейтраллю та інше.

Без витримки часу надаються сигнали спрацьовування газового захисту трансформаторів та інше.

3. Аварійна сигналізація.

Вона дає знати персоналу про аварійне вимкнення якого-небудь елементу (лінії, трансформатору). Виконується за допомогою індивідуального світлового сигналу (табло, блимаюча лампа зеленого кольору) та загального звукового сигналу (сирена).

Для зняття звукового сигналу, необхідно чи квітувати ключ керування (поставити його в положення вимикача), чи здійснити центральне зняття сигналу з щита керування.

Блокува́ння — фіксація робочих частин апаратів та механізмів у певному положенні, яке зберігається незалежно від того, усунено чи ні блокуючий вплив. Блокування підвищує безпеку обслуговування і надійність роботи обладнання, забезпечує необхідну послідовність вмикання механізмів та елементів пристроїв, а також обмеження переміщень механізмів в межах робочої зони [15], [16]. За принципом дії блокування поділяють на механічне, електричне та електромагнітне. Електричне блокування здійснює розрив мережі контактами, що встановлені на дверях огороджувальних пристроїв, кришках і дверцятах кожухів. Механічне блокування використовують в електричних апаратах (рубильниках, автоматах). В апаратурі

автоматики, обчислювальних машинах використовують блочні схеми: коли блок видаляється зі свого місця, штепсельний роз'єм розмикається.

Розрізняють механічне важільне і замкове блокування. Важільне застосовується, наприклад, в комірках комплектної розподільчої установки (КРУ) і забороняє пересування візка в межах шафи при включеному вимикачі.

Механічне замкове блокування застосовується, наприклад, у розподільчій установці (РУ) з однією і двома системами шин. При такому блокуванні приводи вимикача і роз’єднувачів закриваються замками, що мають один загальний ключ. Ключ знаходиться в замку включеного вимикача і може бути вийнятий тільки під час відключення останнього. Коли вимикач відключений, то вийнятим з його замку ключем можуть бути відкриті замки і відключені лінійні і шинні роз’єднувачі.

Електромеханічне блокування відрізняється від замкового механічного блокування тим, що електромеханічні замки вимикачів мають електричний зв’язок з колами управління вимикачів і встановлюються не на приводі вимикача, а на щиті керування.

Електричне блокування застосовується в тому випадку, якщо вимикачі і роз’єднувачі оснащені автоматичними приводами і всі операції виконуються за допомогою цих приводів. Принцип її дії полягає у тому, що напруга на кола управління роз’єднувачів подається допоміжними контактами відповідних вимикачів та(або) реле електричного кола. Це блокування, зокрема, широко використовують на транспорті для безпеки проходження потягів і підвищення пропускної спроможності шляхів, в хімічній, гірничій та ін. промисловостях для блокування роботи машин і механізмів при надмірній загазованості (наприклад, метаном), запиленості, перевищенні ГДК отруйних речовин у атмосфері, доступу в зону підвищеної радіації тощо. Блокування в електричних схемах забезпечують правильний порядок роботи схем, виключають помилкові та аварійні включення апаратів та підвищують надійність роботи.

Електромагнітне блокування передбачає встановлення блокувального замка, що замикає штифтом елемент, який блокується, і контакти у вигляді контактних гнізд, до яких подається напруга, коли операція з роз’єднувачами дозволяється (рис. 7.84, а). Контакти можуть бути вмонтовані в замок або використані контакти штепсельної розетки. Перед виконанням операції з роз’єднувачами ключ встановлюється в контактні гнізда. Намагнічування його осердя відбудеться тільки за наявності напруги на контактах, а це можливо лише за правильної послідовності операцій з комутаційними апаратами.

Крім того блокування поділяється на:

1.Блокування безпеки для захисту обслуговуючого персоналу (сітчасті огорожі та встановлення електромагнітних замків).

2.Оперативні блокування (блокування між головними та заземлюючими ножами роз’єднувача (рис. 7.84, б)., блокування між роз’єднувачем та вимикачем).

Широке застосування набуло електромагнітне блокування роз’єднувачів з використанням електромагнітних замків (рис. 7.84, а).

Замок складається з пластмасового корпусу 1, в якому розташовуються контактні гнізда 2 та запірний стріжень 3 з пружиною 4. Замок монтується таким чином: стріжень фіксує положення приводу, входячи в спеціальні отвори на ньому.

Переносний ключ складається з котушки 5, всередині якої розташовується рухоме осердя 6. виводи котушки приєднуються до штирів 7.

Якщо вимкнення роз’єднувача дозволяється (при вимкнутому положенні вимикача), до гнізд 2 подається напруга від джерела оперативного струму. Ключ уставляється штирями 7 в гнізда замка 2. По котушці 5 тече струм, і осердя 6 намагнічується. Запірний стрижень 3 замка стикається з намагніченим осердям 6 ключа.

При допомозі кільця 9 витягують осердя 6, а разом з ним й стрижень 3 замка з блокувального гнізда 10 – замок відчиняється.

Розглянемо роботу схеми. Припустимо, що роз’єднувачі та вимикач увімкнені, а нам необхідно вивести вимикач до ремонту. Для цього необхідно спочатку вимкнути вимикач. Після цього до гнізд 2 подається напруга від джерела оперативного струму (акумуляторної батареї) через замкнені блок-контакти вимикача 8. Встановлюємо ключ штирями 7 в гнізда замка 2 - і замок відчиняється. Можна тепер вимикати роз’єднувачі. Якщо спробувати вимкнути роз’єднувачі при увімкненому вимикачі, то замок не відчиниться тому, що до гнізд 2 не буде подаватися напруга (блок-контакти вимикача 8 вимкнуті).

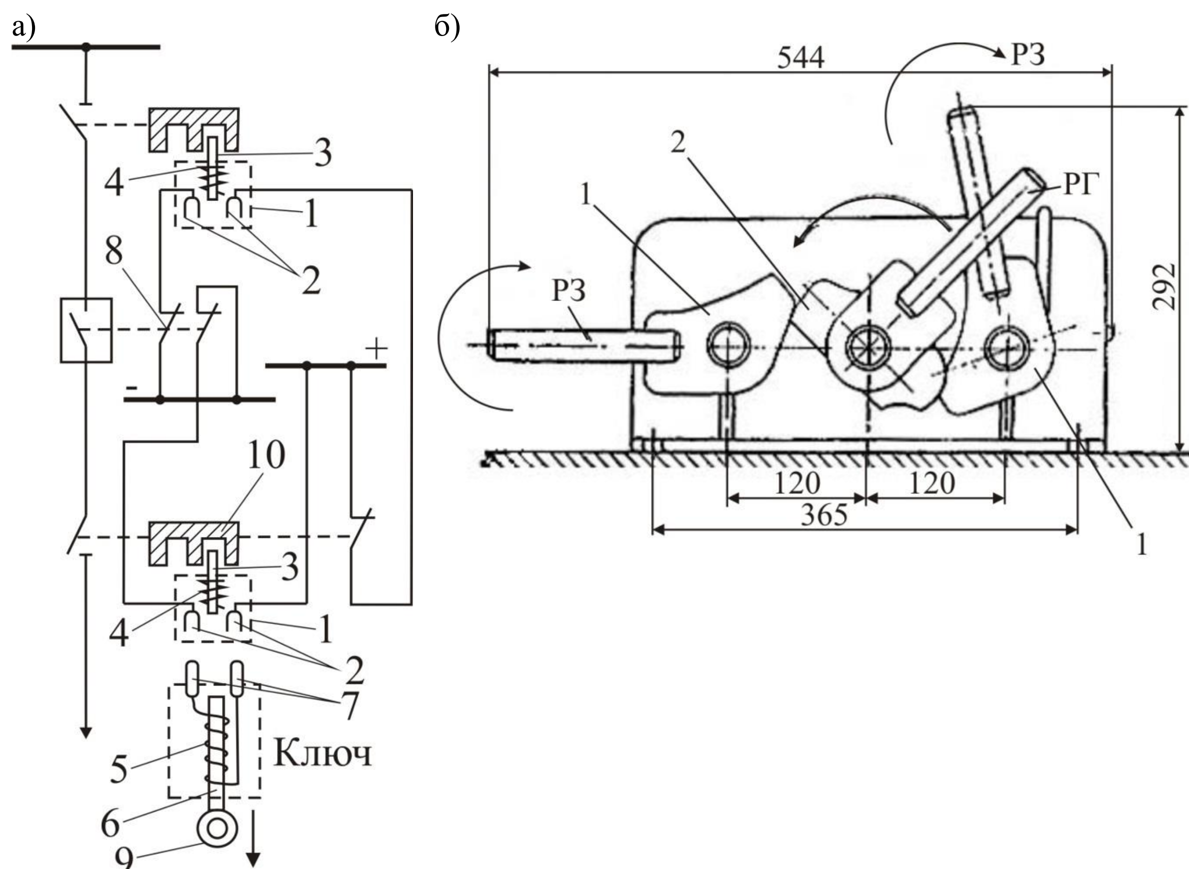


Рис. 7.84 Блокування роз’єднувачів:

а) електромагнітне блокування роз’єднувачів;

б) механічне блокування роз’єднувачів.

По котушці 5 ключа струм текти не буде, осердя 6 не намагнічується, і як наслідок - відчинити замок електромагнітним шляхом не буде можливості. Таким чином, ми не зможемо увімкнути роз’єднувачі при увімкненому вимикачі.

Механічне блокування розглянемо на прикладі блокування між головними та заземлюючими ножами роз’єднувача.

Між рукоятками головних (робочих) РГ та заземлюючих РЗ ножів влаштовують механічне блокування, яке не дозволяє при увімкнених робочих ножах вмикати заземлюючі ножі і, навпаки, при увімкнених заземлюючих ножах вмикати робочі ножі.

На рис. 7.84, б показано взаємне розташування шайб 1,2 механічного блокування приводу при ввімкненому стані робочих ножів (РГ) роз’єднувача. Увімкнути в цьому стані роз’єднувача заземлюючі ножі (РЗ) практично не можливо, тому що випуклості шайби 2 стоять навпроти випуклостей шайб 1. При вимкненому положенні робочих ножів роз’єднувача (поворот рукоятки РГ вліво у положення «Вимкн.») можна увімкнути

рукоятками РЗ заземлюючі ножі, тому що в цьому стані шайба 2, яка з'єднана з рукояткою РГ, встановлюється своїми угнутими частинами навпроти випуклостей шайб 1, які зв'язані з рукоятками РЗ. На схемах це блокування показується пунктирною лінією на графічному позначенні роз'єднувача. Ручки приводів заземлювальних ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а заземлювальні ножі, як правило, у чорний колір.

7.27 РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

Однією з основних причин виникнення аварійних режимів електричних установок є короткочасні підвищення напруги – перенапруги. Перенапруги бувають атмосферними та комутаційними.

Комутаційні перенапруги виникають внаслідок перехідних процесів при нормальних вмиканнях та вимиканнях, аварійних замиканнях фази, коротких замиканнях.

Атмосферні перенапруги являють собою результати впливу на електричні установки атмосферної електрики. Найбільш небезпечними з атмосферних перенапруг є прямі удари блискавки.

Перенапруга, яка виникає на одному з елементів електричної установки, не локалізується на ньому, а поширюється по інших елементах, електрично зв'язаних з місцем виникнення ушкодження. При цьому порушення електричної сили ізоляції та аварія можливі не там, де виникла перенапруга, а в іншому елементі електроустановки, ізоляція якого має менший запас електричної сили. Частіше послабленою може опинитися ізоляція елементу, більш важливого з точки зору забезпечення надійності електропостачання та більш коштовного, наприклад силового трансформатора.

Захист електричних установок містить захист їх елементів від враження прямими ударами блискавки та ізоляції від перекриття та пробоїв через високі перенапруги. Крім того, необхідно мати захист трансформаторів від хвиль, які набігають з повітряних ліній, а також від переходів імпульсних перекривань ізоляції елементів електричної установки у стійку електричну дугу.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів, тобто добре заземлених проводів, розташованих вище, ніж елементи, що захищаються, електричної установки. Для захисту відкритих розподільних установок використовують стрижневі блискавковідводи, які встановлюють на конструкціях захисної споруди чи окремо від них.

При ударі блискавки в блискавковідвід напруга в місці розрядження може викликати ушкодження ізоляції, тому, крім установки блискавковідводів, необхідно виконувати їх заземлення через малий опір. Таке заземлення виконується на стрижневих блискавковідводах.

Для захисту ізоляції обладнання підстанції від комутаційних та атмосферних перенапруг використовують вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг.

Розрядники є захисними апаратами. Вони призначені для захисту ізоляції електроустаткування від перенапруг. У розподільних установках електроустановок використовуються вентильні розрядники.

Напруга на робочому опорі вентильного розрядника повинна бути пов'язана зі струмом нелінійною залежністю, за якої підвищення імпульсного струму призводе до незначного росту напруги на опорі. Ця властивість робочого опору називається вентильною, під якою у даному випадку розуміється відвід великих імпульсних струмів при збереженні напруги на низькому рівні.

Певними вентильними характеристиками володіють опори виконані з напівпровідникових матеріалів. Основу нелінійного резистора розрядника становить порошок електротехнічного карборунду Si. На поверхні зерен карборунду є запірний

шар товщиною порядку 100 мкм із окису кремнію SiO_2. Питомий опір властивий зернам карборунду невеликий – близько 10^{-2} Ом·м. Опір запірного шару нелінійно залежить від напруженості електричного поля. За малоїнапруженості поля (при невеликих напругах на резисторі) питомий опір запірного шарустановить 10^4– 10^6 Ом·м, вся напруга лягає на запірний шар, і він визначає значення опору нелінійного резистора. При підвищенні напруженості поля опір запірного шару різко падає, і значення опору нелінійного резистора починає визначатисявласне карборундом.

Нелінійні резистори вентильних розрядників виконуються у вигляді дисків, що складаються з карборундового порошку й сполучного матеріалу. У цей час застосовуються диски з *віліту* й *тервіту*. Для виготовлення вілітових дисків для зв'язування застосовується рідке скло. Це дозволяє спікати диски при порівняно низькій температурі (близько 300 °C). Тервітові диски при виготовленні обпалюються при температурі понад 1000 °C. При цьому частина запірних плівок вигорає, що підвищує пропускну здатність матеріалу, але зменшує ступінь нелінійності.

Робота розрядника будується на властивості віліта змінювати свій опір в залежності від прикладеної напруги: зменшувати свій опір при підвищенні напруги та збільшувати свій опір при зменшенні напруги.

Як тільки з'являється перенапруга, небезпечна для ізоляції обладнання електроустановки, відбувається пробій повітряного простору, складеного з іскрових проміжків, в результаті чого мережа з'єднується з землею через керамічні диски. Внаслідок розряду напруга фаз по відношенню до землі зменшується, а опір вілітових дисків збільшується. Настає момент, коли відновлююча напруга, яка прикладена до розрядника, стає недостатньою для підтримування дуги на іскрових проміжках. Дуга погасає, струм через розрядник текти перестає. Розрядник готовий для подальшої роботи.

Розрядники розташовують як можна ближче до обладнання, що захищається. Кількість керамічних дисків та послідовно увімкнених іскрових проміжків залежить від робочої напруги мережі (чим вона більша, тим більша кількість дисків та іскрових проміжків).

Вентильні розрядники встановлюють так, щоб їх нижній цоколь знаходився на висоті не менше 2,5 м від землі чи вертикально в спеціальних огороджених комірках з додержанням відстані між фазами та до заземлених частин підстанції.

Вентильні розрядники виготовляють для пристроїв постійної та змінної напруги.

Розрядники характеризуються рядом параметрів:

- номінальна напруга розрядника - номінальна значення напруги мережі, для роботи в якій розрядник призначений;
- найбільша допустима напруга розрядника - ефективне значення найбільшої гарантованої заводом-виробником напруги, при якій розрядник надійно гасить дугу;
- пробивна напруга розрядника - найбільша величина плавно наростаючої напруги в момент пробою розрядника;
- імпульсна пробивна напруга розрядника - найбільша величина імпульсної напруги в момент пробою розрядника при заданому значенні передрозрядного часу.
- передрозрядний час - час від початку наростання імпульсної напруги до моменту пробою розрядника;
- номінальний розрядний струм розрядника - амплітудне значення імпульсного струму, що проходить через розрядник після його пробою;
- струм провідності розрядника, іскрові проміжки якого шунтовані резисторами, - струм, що проходить через розрядник при прикладанні до нього напруги постійного струму заданої величини.

У розрядників, які не мають шунтуючих резисторів, вимірюваний при цьому струм називається струмом витоку.

Вентильні розрядники змінного струму є основним засобом обмеження перенапруг та захисту від них.

Робота вентильного розрядника починається із пробою іскрових проміжків (ІП) і закінчується гасінням дуги супровідного струму. На кожному із цих етапів роботи розрядника до ІП пред'являються різні вимоги.

На першому етапі процес визначається вольт-секундною характеристикою ІП. Для успішного захисту підстанційної ізоляції ця характеристика повинна бути досить пологою. Одержати таку вольт-секундну характеристику вдається тільки за допомогою багаторазових ІП, тобто великого числа послідовно включених одиничних проміжків, а також за допомогою активізації одиничних проміжків.

Найпростіший одиничний проміжок (рис. 7.85) складається із двох латунних електродів 1, розділених міканітовою шайбою 2. Електричне поле між електродами близько до однорідного. При прикладенні до проміжку напруги в повітряних прошарках між поверхнею електродів і міканітом через різницю діелектричної проникливості повітря та міканіту виникає висока напруженість поля та починається іонізація, що постачає початкові електрони до міжелектродного проміжку. Проміжок у результаті цього пробивається за десяті частки мікросекунд (активізація проміжку).

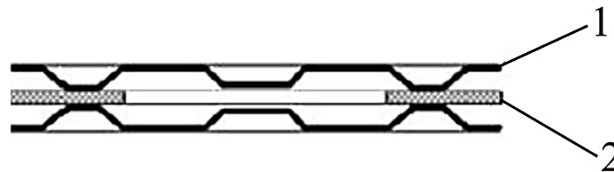


Рис. 7.85 Одиничний іскровий проміжок з нерухомою дугою

Гасіння супровідного струму найпростішими іскровими проміжками засновано на природному відновленні електричної міцності між холодними електродами.

Позначення розрядників

Маркування розрядників складається з літер та цифр:

Літери означають:

Р – розрядник;

В – вентильний;

О – полегшений (помякшуючий);

С – станційний;

П – підстанційний;

М – з магнітним гасінням дуги;

Г - для захисту від грозового розряду.

Цифри означають номінальну напругу в кВ.

Розрядник РВП-6 показано на рис. 7.86, а. Він складається з багаторазових іскрових проміжків 12 та послідовних нелінійних вілітових резисторів 6, розміщених у фарфоровому корпусі 7 і стиснутих спіральної пружиною 3. Блок багатократних іскрових проміжків включає кілька послідовно з'єднаних одиничних 4. Одиничний іскровий проміжок складається з двох фігурних латунних електродів, приклеєних до ізоляційної міканітової або електрокартонної прокладки. Нелінійний послідовний резистор набирається з вілітових (віліт — запечена суміш карборунду з рідким склом) елементів (дисків), що мають вентильні властивості, тобто. опір карборунду змінюється в залежності від прикладеної до нього напруги: чим вище прикладена напруга, тим нижче її опір, та навпаки. Кількість іскрових проміжків у блоці та вілітових дисків у колонці залежить від величини номінальної напруги розрядника. Площини, якими стикаються диски, для кращого контакту металізують алюмінієм, а бічні поверхні дисків для запобігання протіканню струмів витоку покривають ізолюючою обмазкою.

Для запобігання зміщенню вілітових дисків ставляться фетрові або повстяні прокладки. Віліт невологостійкий та при відволожуванні його вентильні властивості погіршуються. Тому розрядник герметизується ущільненням 2 з озоностійкої гуми та закривається зверху металевим ковпаком 13. Знизу встановлюється гумове кільце 10. До несучої конструкції розрядник приєднується хомутом 11, до струмопровідних проводів - болтом 1, а до заземлення – шпилькою 9.

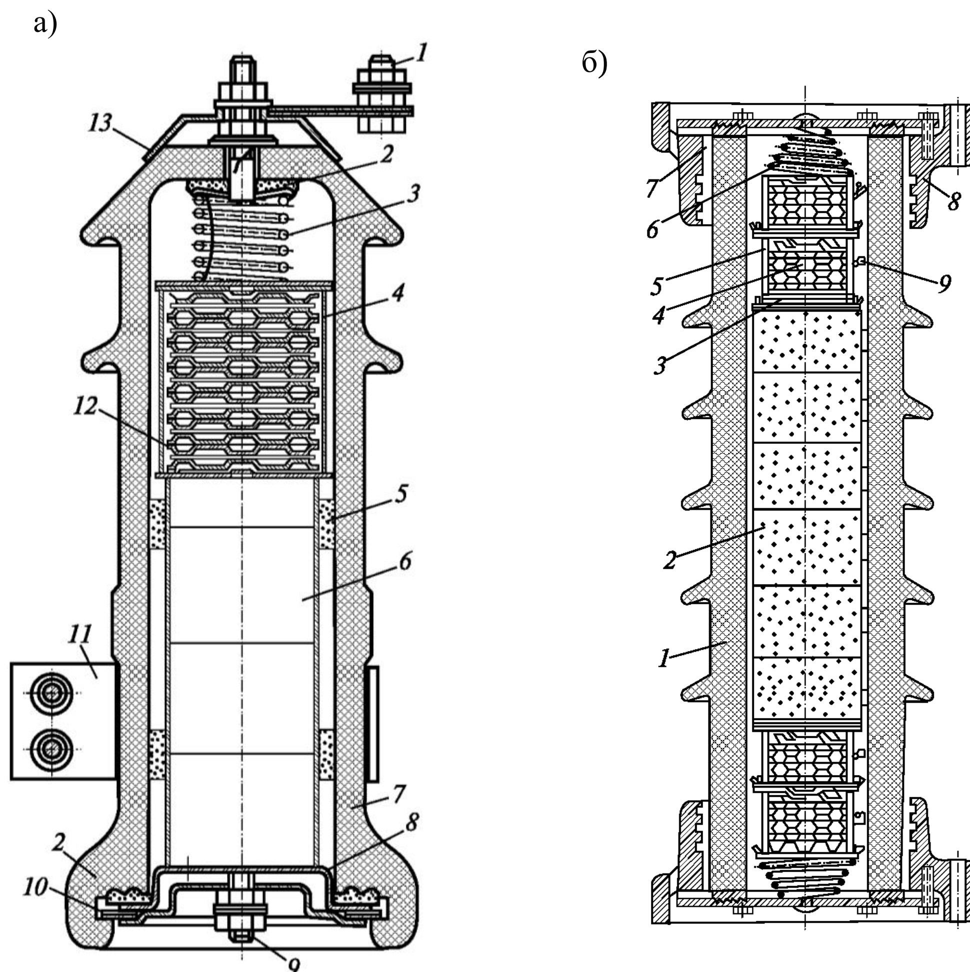


Рис. 7.86 Розрядники:
а) розрядник РВП-6; б) розрядник РВС

Таким чином, розрядник вмикається між фазою електроустановки та контуром заземлення паралельно ізоляції, що захищається. У нормальному режимі роботи іскрові проміжки забезпечують ізоляцію між фазою та землею. Як тільки виникає перенапруга, небезпечна для ізоляції електроустановки, відбувається пробій іскрових проміжків, внаслідок чого мережа виявляється з'єднана із землею через вілітові диски. У цей момент до вілітових дисків прикладається максимальна напруга, тому опір їх буде найменшим, а струм замикання на землю — найбільшим. В результаті розряду на землю напруга в мережі знижується, а опір вілітових дисків зростає. Дуга змінного струму при проходженні через нуль гасне, а потім знову відновлюється. Коли напруга, прикладена до розрядника, виявляється недостатньою для підтримки дуги на іскрових проміжках, при першому ж проходженні струму через нуль його протікання через розрядник припиняється.

Вентильний розрядник РВС (розрядник вентильний станційний) випускається у вигляді п'яти стандартних елементів: РВС-15, РВС-20, РВС-30, РВС-33 та РВС-35. З цих

елементів комплектують розрядники на напругу до 220 кВ. Їх встановлюють один на інший та з'єднують послідовно.

На рис. 7.86, б показаний елемент РВС, що складається з фарфорового кожуха 1, всередині якого знаходяться вілітові диски 2 та комплекти іскрових проміжків 4, що складаються з декількох одиничних іскрових проміжків 3. Кожний комплект укладений у фарфоровий циліндр 5. Всі іскрові проміжки та вілітові диски стиснуті спіральними пружинами 6. Фарфоровий кожух закритий з торцевих сторін кришками, під якими прокладена ущільнювальна гума 7. Фарфоровий кожух армований фланцями розрядника до опорної конструкції, а також для приєднання до шин або до проводів. Комплекти іскрових проміжків шунтуються підковоподібними резисторами 9, призначеними для рівномірного розподілу напруги між ними.

На рис. 7.87, а показаний комплект іскрових проміжків, що складається з чотирьох одиничних іскрових проміжків. Кожен одиничний проміжок включає два фігурних латунних електрода 4, розділених міканітовою прокладкою 5. Іскрові проміжки розміщуються у порцеляновому циліндрі 3, закритому зверху та знизу латунними кришками 1. До останніх приєднуються підковоподібні шунтуючі резистори 2, виготовлені на основі карбоциду.

На напругу 35-500 кВ знайшли застосування розрядники магнітовентильного типу РВМ. Вони відрізняються від інших типів розрядників наявністю блоків магнітних іскрових проміжків (рис. 7.87, б). Такі стандартні блоки іскрових проміжків, доповнені дисковими резисторами вилітів виготовляються на напругу 35 кВ. Блок магнітних іскрових проміжків складається з набору одиничних іскрових проміжків 7 розділених між собою кільцевими магнітами 8. Одиничний іскровий проміжок складається з двох концентрично розташованих мідних електродів 13 та 11, між якими утворюється кільцева щілина 12. Дуга, що виникає в щілини, обертається під дією постійних магнітів з великою швидкістю, що сприяє її швидкому гасіння. Набір з постійних магнітів та одиничних іскрових проміжків міститься всередині фарфорової покришки 6, закритої сталевими кришками 10. Магніти та мідні електроди щільно стискаються сталевою пружиною 9.

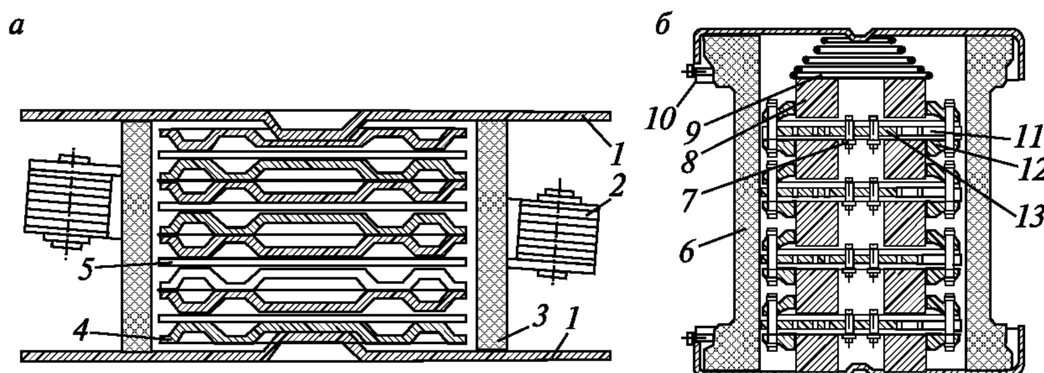


Рис. 7.87 Комплект іскрових проміжків розрядників: а - РВС; б – РВМ

Розрядники постійного струму не маютть принципових відмінностей від розрядників змінного струму, але мають низку особливостей, пов'язаних з гасінням дуги постійного струму та з урахуванням напряму струму через розрядник при його пробої. Для гасіння дуги в розрядниках постійного струму застосовують магнітне дуття, принцип якого розглянуто раніше при викладенні гасіння дуги в контакторах.

Розрядник РМВУ-3,3 (з магнітним дуттьом, вентильний, уніполярний) на напругу 3,3 кВ (рис. 7.88, а) призначений для захисту обладнання постійного струму від атмосферних перенапруг, що надходять на тягову підстанцію по живильних лініях контактної мережі. Фарфоровий кожух 13 розрядника армований в основі фланцем 15, за допомогою якого розрядник кріпиться до опорної конструкції. Знизу розрядник

закритий дном 1, між ним та кожухом 13 встановлюється кільцева прокладка 2 з морозо-та озоностійкої гуми. Дно 1 кріпиться до фланця болтами 3. Іскрові проміжки 6 розташовані між постійними магнітами 5 та шунтовані резисторами 7, що забезпечують рівномірний розподіл напруги між ними. Кронштейни 4 і 8 забезпечують фіксацію верхнього та нижнього полюсів за допомогою фіксатора 9, шайби 14 та спіральної пружини 12, між якими знаходяться два вілітові диски 10.

Фетрові прокладки 11 оберігають диски 10 від горизонтальних переміщень. При набіганні з контактної мережі хвилі перенапруги відбувається пробій іскрових проміжків 6, дві дуги, що виникають магнітним полем постійних магнітів 5 видуються в різні сторони через дугогасні камери. Гасіння дуги відбувається при зниженні напруги в мережі до робочого спаду хвилі перенапруги, внаслідок цього зростає опір вілітових дисків та знижується струм через розрядник. Для запобігання вибуху розрядника від високого тиску газів, що виділяються, передбачений в днищі запобіжний клапан 16. Розрядник здатний витримати імпульс струму до 20 кА протягом 20-40 мкс.

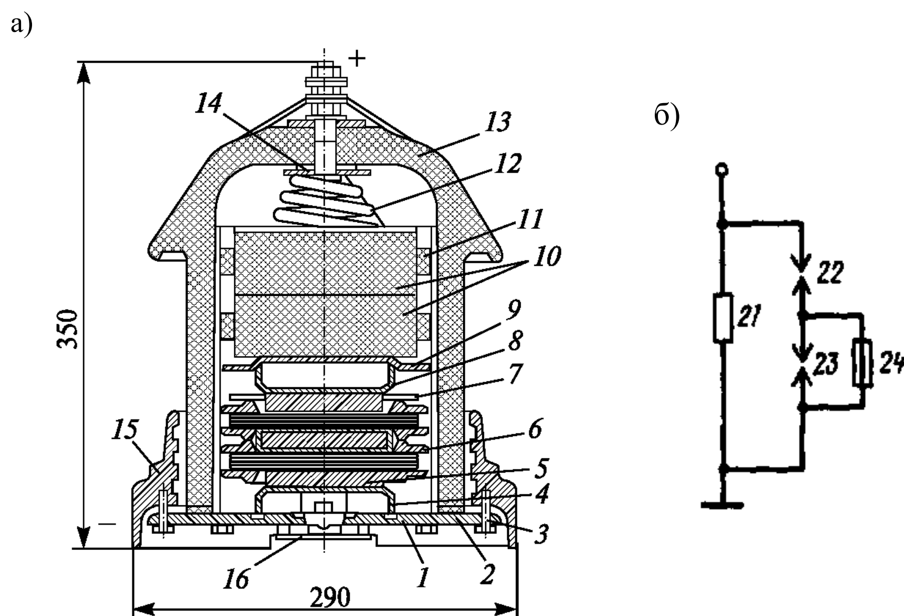


Рис. 7.88 Розрядник РМВУ-3,3:
а) конструктивне виконання;
б) регістратор спрацьовування

Для контролю спрацьовування вілітового розрядника послідовно з ним може бути включений реєстратор РВР або РР. Реєстратор РВР складається з герметичного алюмінієвого корпусу. Усередині корпусу знаходяться два іскрові проміжки 22 і 23 (рис. 7.88 б), відліковий барабанчик з пружинним заводним механізмом, плавкі вставки і резистор 21, опором 0,5-5 кОм.

У відліковому барабанчику може бути встановлене десять плавких вставок з ніхромового дроту діаметром 0,1 мм. Якщо розрядник, в коло якого включений реєстратор, від виниклої перенапруги спрацьовує, то через нього та резистор 21 проходить імпульсний струм. Коли струм досягне уставки, падіння напруги на резисторі 21 реєстратора стає рівним розрядній напрузі іскрового проміжку 22, він пробивається і струм імпульсу проходить через плавку вставку і плавить її. Пробивається іскровий проміжок 23, імпульсний струм проходить через пробиті іскрові проміжки. Коли струм спаде, відліковий барабанчик 24 автоматично замінить вставку, що перегоріла Про закінчення відліку сигналізує поява червоної риски в оглядовому вікні корпусу реєстратора. Після десяти спрацьовувань реєстратора замінюють плавкі вставки.

Реєстратор надійно спрацьовує при імпульсних струмах від 200 до 10000 А тривалістю 20-40 мкс та від 100 до 500 А тривалістю 2000 мкс без струму, що супроводжує.

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) призначені для захисту ізоляції електроустаткування підстанцій та електричних мереж від атмосферних та короткочасних комутаційних перенапруг. Розрядники, що застосовуються в даний час з резисторами, що мають недостатню нелінійність, часто не дозволяють забезпечити необхідне обмеження перенапруг. Більш глибоке зниження перенапруг вимагає зменшення нелінійного послідовного опору, що призводить до істотного збільшення супроводжуючих струмів. Включення нелінійних опорів на робочу напругу без іскрових проміжків виявляється неможливим через великий струм через нелінійний опір при фазній напрузі. Застосування іскрових проміжків викликає додаткові труднощі, пов'язані з необхідністю зменшення супровідного струму до величини, яка надійно відключається проміжками.

Значне поліпшення захисних характеристик розрядників може бути досягнуто у разі відмови від використання іскрових проміжків. Це виявляється можливим в ОПН при використанні резисторів з різко нелінійною вольт-амперною характеристикою. Виконані на основі окису цинку варистори відповідають цим вимогам та застосовуються в обмежувачах перенапруг. Високонелінійні оксидно-цинкові варистори в даний час випускаються у вигляді дисків діаметром 28 мм та висотою 8 мм. Пропускна здатність ОПН та характер їх пошкодження залежать від амплітуди і тривалості струму, що протікає через них. При імпульсах струму великої тривалості, характерних для комутаційних перенапруг, спостерігається суттєвий нагрів ОПН, в результаті таких впливів може відбуватися проплавлення в варисторах наскрізних отворів та їх руйнування при струмах з амплітудою 80-120 А. При короткочасних імпульсах варистори не руйнуються навіть при впливі імпульсів з амплітудою 1000-1500 А. Подальше збільшення струму може призводити до їх перекриття по бічній поверхні, проте струм перекриття може бути значно збільшений, якщо покрити бічну поверхню варисторів спеціальним ізоляційним лаком або залити колонку варисторів полімерним компаундом.

Для класів напруги від 3 до 110 кВ прийнято наступне умовне літерно-числове позначення ОПН:

ОП - обмежувач перенапруг;

Н - нелінійний;

П1 – полімерна ізоляція опорне виконання;

Цифри означають номінальну напругу в кВ.

Літери (У; ХЛ; УХЛ; Т), які стоять за номінальним струмом, відповідають кліматичному виконанню, а наступна за ним цифра (1; 2; 3) - категорії, тобто все аналогічно маркуванню вимикачів.

На рис. 7.89, а наведена конструкція обмежувача ОПН - П1 - 110УХЛ1. Активна частина ОПН складається з послідовно з'єднаних оксидно-цинкових резисторів 4, розміщених у полімерній покришці 3, яка являє собою склопластикову трубу з нанесеною на неї захисною ребристою оболонкою з кремнійорганічної гуми. Зверху покришка закрита фланцем 1, на якому кріпиться екран 2, призначений для вирівнювання електромагнітного поля та захисту полімерної покришки від перекриття по зовнішній поверхні. Нижній фланець 6 кріпиться на основі 8. Усередині фланця знаходиться полімерний композит. Заземлення ОПН здійснюється за допомогою болта 7, закріпленого на підставі.

Обмежувачі перенапруг на клас напруги 3,3 кВ постійного струму виконуються у фарфорових покришках. Вони мають ряд переваг перед розрядниками: - низький захисний рівень для всіх видів перенапруг; висока питома енергоємність; малі габарити та маса. Конструкція обмежувача ОПН-3,3-О1 наведена на рис. 7.89, б. Активна частина

ОПН є блоком резисторів 3 з чотирьох паралельних колонок. Блок оксидно-цинкових резисторів розміщений у герметизованій фарфоровій покришці 2. Верхнім контактним болтом 1 ОПН приєднується до струмоведучих частин електроустановки, нижній контактний болт 6 служить для заземлення фланця 4. Основа 5 покришки має вибухозберігаючий пристрій, який при пошкодженні всередині обмежувача виключає підвищення тиску до значень, що викликають вибух фарфорової покришки.

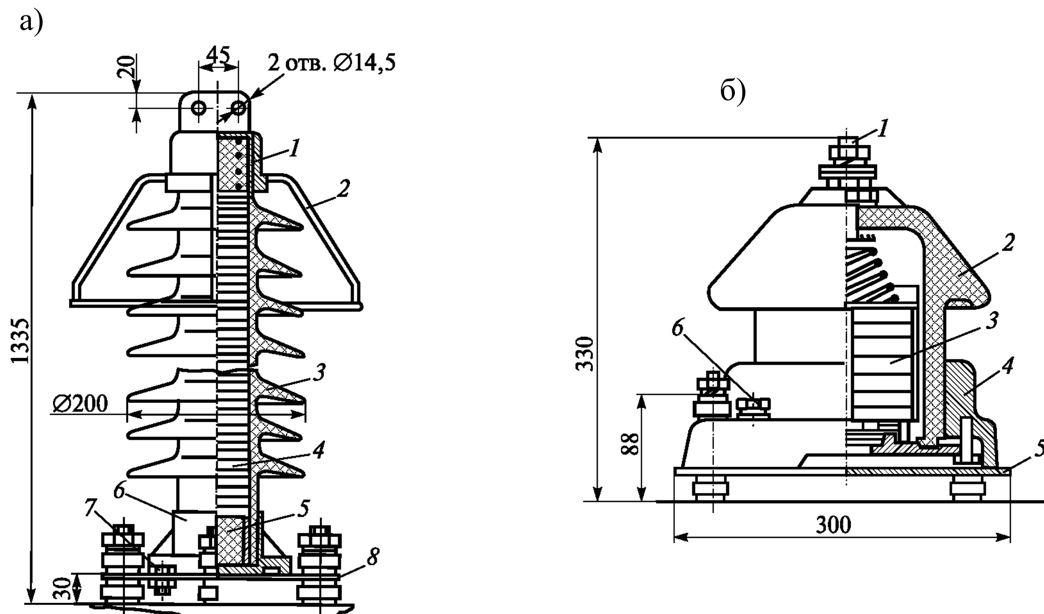


Рис. 7.89 Обмежувач перенапруг:
а) обмежувач перенапруг серії ОПН – 110; б) обмежувач перенапруг серії ОПН – 3,3

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Чому виникає електрична дуга при розриві електричного кола?
2. Які засоби гасіння дуги використовуються в комутаційних апаратах напругою до та вище 1кВ?
3. Яку форму має плавка вставка у запобіжниках типів ПР та ПН? З якою метою прийнята така форма?
4. Яке призначення контакторів та пускачів, чим вони відрізняються?
5. Чому роз’єднувачами не можна вимикати струм навантаження?
6. Яке призначення масла в бакових та маломасляних вимикачах?
7. Як здійснюється гасіння електричної дуги в вакуумних та елегазових вимикачах?
8. В чому міститься перевага вакуумних вимикачів по відношенню до масляних?
9. Яке призначення високовольтних вимикачів та роз’єднувачів?
10. Які операції можна здійснювати роз’єднувачами?
11. Як працює привод високовольтних вимикачів?
12. Чому не можна гасити дугу постійного струму трансформаторним маслом?
13. Яке призначення сигналізації та блокування?
14. Яке призначення ОПН та розрядників?
15. Чим відрізняється ОПН від розрядника?
16. Які апарати призначений для вмикання та вимикання електричних кіл та електрообладнання в нормальному режимі, а також для захисту від великих струмів, що виникають при короткому замиканні та перевантаженні? Поясніть їх принцип дії.

17. Які апарати призначені для дистанційного керування електричними колами постійного та змінного струму в електроустановках напругою до 1кВ при частих вмиканнях та вимкненнях? Поясніть їх принцип дії.

18. Які апарати мають забезпечувати нормальну роботу електроприймачів протягом тривалого проходження по них номінального струму і негайне вимкнення їх при коротких замиканнях, а також перевантаженнях? Поясніть їх принцип дії.

19. Які засоби гасіння електричної дуги застосовуються в апаратах напругою до та вище 1кВ?

20. Що таке високорозряджений газ?

21. Що таке елегаз?

22. При якій температурі навколишнього середовища повинен автоматично вимикатися електропідігрів полюсів (баків)масляних вимикачів та приводів?

23. Поясніть принцип дії вакуумного вимикача.

24. Поясніть принцип дії автокомпресійного елегазового вимикача.

25. Дайте загальну характеристику роз’єднувачів.

РОЗДІЛ 8 ОСНОВНЕ СПЕЦИФІЧНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ

8.1 ОСНОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

Електричне обладнання – це сукупність електротехнічних установок, машин, апаратів та ліній електропередачі, які призначені для вироблення, перетворення та розподілу електроенергії.

Електричне обладнання поділяється на:

- електричне обладнання загального призначення (загальнопромислового виконання)
- електричне обладнання спеціального призначення (специфічне електричне обладнання)

У свою чергу специфічне обладнання поділяється на:

- специфічне обладнання тягових підстанцій постійного струму;
- специфічне обладнання тягових підстанцій змінного струму.

Електричне обладнання загального призначення (загальнопромислового виконання) – електричне обладнання, яке виконане без врахування вимог, специфічних для певного призначення та певних умов експлуатації (розглядається у попередніх розділах).

Електричне обладнання спеціального призначення (специфічне електричне обладнання) – 1) електричне обладнання, яке виконане з урахуванням вимог, специфічних для певного призначення або певних умов експлуатації; 2) електричне обладнання, яке пристосоване для застосування тільки з одним певним об’єктом.

До такого обладнання слід віднести: перетворювальні трансформатори, швидкодіючі вимикачі постійного струму, випрямлячі, згладжувальні пристрої і т.д.

Для подальшого розгляду специфічного обладнання необхідно навести певні визначення, які необхідні нам при розгляді подальшого матеріалу.

Тяговий трансформатор – трансформатор, який має обмотку для живлення електрорухомого складу (тягову обмотку).

Електрорухомий склад – різновид рухомого складу з електричним приводом коліс, який виконується за допомогою двигунів постійного або змінного струму, що отримують електроенергію через контактну мережу та ходові рейки від тягової підстанції.

Однофазний вимикач змінного струму призначений для комутації електричних кіл при нормальних та аварійним режимах в мережах однофазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 27,5 кВ при номінальному струмі до 1600 А включно та при струмі вимикання до 25 кА включно.

Двохфазний вимикач змінного струму двохполюсного виконання призначений для комутації електричних кіл при нормальних режимах в мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 27,5 кВ при струмі 1600 А включно та при струмі вимикання до 25 кА включно з ізольованою або заземленою нейтраллю, а також для захисту електричних кіл в аварійних режимах з вимиканням та вмиканням на струми короткого замикання.

Компенсуючі пристрої – електроустановки, які складаються з батарей статичних конденсаторів і призначені для компенсації реактивних параметрів мереж та реактивної потужності, яка споживається навантаженням та елементами електричної системи.

Конденсаторна установка – електроустановка, яка складається з електричних конденсаторів та допоміжного обладнання, яке до них відноситься (вимикачів, роз’єднувачів, розрядних резисторів, пристроїв регулювання, захисту та інше) та ошиновки.

Швидкодіючий вимикач постійного струму – вимикач, власний час вимикання якого менше постійної часу зростання струму в колі постійного струму, що їм комутується.

Напівпровідниковий випрямляч – напівпровідниковий перетворювач електроенергії, призначений для перетворення змінного струму у постійний.

Напівпровідниковий інвертор – напівпровідниковий перетворювач електроенергії, призначений для перетворення постійного струму у змінний.

Перетворювальний трансформатор – трансформатор, призначений для роботи в випрямних, інверторних та інших установках, які перетворюють систему змінного струму у систему постійного струму та навпаки при безпосередньому приєднанні до них.

Згладжуючий пристрій – пристрій, який складається з одного або двох реакторів, увімкнених у негативну шину, та резонансних контурів, які складаються з індуктивних котушок, призначений для згладжування пульсацій випрямленої напруги.

Розрядний пристрій – пристрій, який шунтує реактори згладжуючого пристрою в момент вимикання швидкодіючого вимикача від струмів короткого замикання або при перевантаженні, призначений для зниження комутаційних перенапруг, зменшення спрацьовування дугогасильних камер та контактів швидкодіючих вимикачів та полегшення роботи вентильних розрядників і обмежувачів перенапруг.

Рекуперація – повернення частини електроенергії, яка витрачається у будь-якому процесі, для повторного використання у тому ж таки процесі.

Фідер – 1) повітряна або кабельна лінія, яка з'єднує шини розподільного пристрою електроустановки або перетворювальної (трансформаторної) підстанції з живлячими від цих шин розподільними або споживальними електричними мережами; 2) повітряна або кабельна живляча лінія, яка зв'язує електростанцію або електричну підстанцію з мережею, що розводить; 3) провід, який підводить струм від тягової підстанції до контактної мережі (живлячий фідер) або повертаючий зворотній струм від рейок до підстанції (відсмоктуючий фідер або зворотній фідер).

Щогловий роз'єднувач – роз'єднувач, який з'єднує електроустановку з живлячим фідером, розташований на щоглі (вертикальній опорі).

Випрямно-інверторний перетворювач – напівпровідниковий перетворювач, який може працювати у випрямному та інверторному режимах.

Керований випрямно-інверторний перетворювач – перетворювач, який виконує функції випрямляча з безконтактним вимиканням, призначений для живлення тягового навантаження та приймання рекуперації електрорухомого складу на електричних залізницях постійного струму з регулюванням напруги на виводах постійного струму.

Випрямний перетворювач – пристрій для перетворення змінного струму у постійний за допомогою кремнієвих силових приладів.

Напівпровідниковий перетворювач електроенергії – комплект напівпровідникових вентилів (керованих або не керованих), змонтованих на рамах або у шафах, з системою повітряного або водяного охолодження, а також прилади та апаратура, які необхідні для пуску та роботи перетворювача.

Симетруючий трансформатор – трансформатор, обмотки якого являють собою: первинна – дві напівобмотки, з'єднанні кожна «зіркою» паралельно одна відносно іншої; на боці тяги – дві розщеплені напівобмотки, які з'єднані у неповну «зірку», та дві напівобмотки, кожна з яких з'єднана «трикутником»; з боку районного навантаження – обмотки фаз, які з'єднані у «зірки» (при напрузі районної мережі 35 кВ) або «трикутником» (при напрузі районної мережі 10 кВ).

Поглинаючий пристрій – установка для поглинання надлишкової енергії рекуперації на підстанції, яка складається з декількох резисторів і вмикається без інерційно та почергово в залежності від величини надлишкової потужності.

8.2 СПЕЦИФІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ЗМІННОГО СТРУМУ

8.2.1 Силові (тягові) трансформатори

Для живлення електрорухомого складу (ЕРС) однофазним змінним струмом напругою 27,5 кВ на тягових підстанціях можуть бути використані однофазні та трифазні знижуючі трансформатори. Однофазні трансформатори знайшли застосування тільки при електрифікації залізниць за системою електропостачання 2х25 кВ [10].

Трифазні триобмоточні трансформатори серії ТДТНЖ (трифазний, з дуттьовим охолодженням, триобмоточний, з регулюванням напруги під навантаженням, для залізничного транспорту) або серії ТДТНЕ (трифазний, з дуттьовим охолодженням, триобмоточний, з регулюванням напруги під навантаженням, для електрифікованих залізниць) з первинною напругою 110-220 кВ застосовуються при системі однофазного змінного струму напругою 25 кВ. Первинні обмотки таких трансформаторів з'єднуються у «зірку» з ефективно заземленою нейтраллю, вторинні на напругу 27,5 та 10 кВ – у «трикутник», на напругу 35 кВ – у «зірку» (рис. 8.1). Вершина C_2 «трикутника» тягової обмотки приєднується до тягової рейки, а вершини B_2 та A_2 – до контактної мережі праворуч та ліворуч від підстанції.

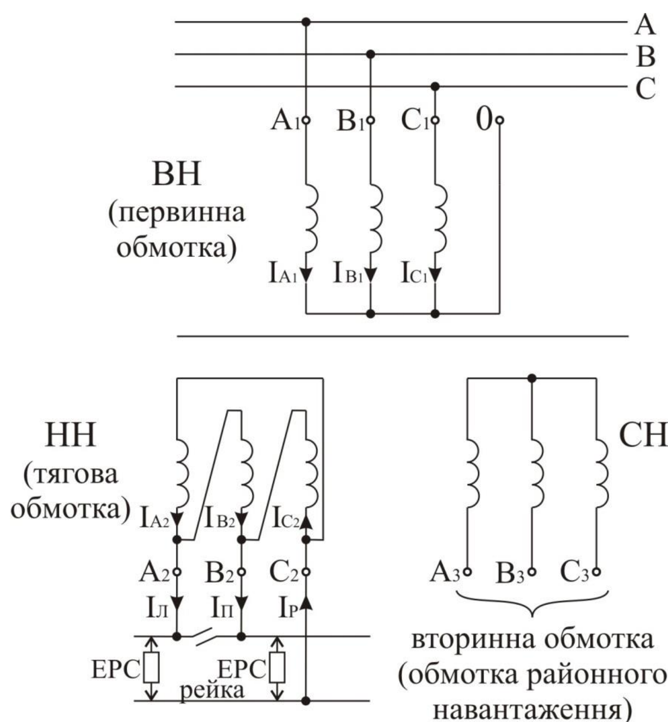


Рис. 8.1 Схема приєднання трифазного тягового трансформатора

У подальших міркуваннях ми поки не будемо враховувати вплив третьої обмотки, яка призначена для живлення районних споживачів. Однофазне тягове навантаження ліворуч від підстанції живиться струмом $\dot{I}_{\text{Л}}$, який тече під дією напруги $U_{\text{A}_2\text{C}_2}$, навантаження праворуч отримує струм $\dot{I}_{\text{П}}$, який тече по ній під дією напруги $U_{\text{B}_2\text{C}_2}$. Струми $\dot{I}_{\text{Л}}$ та $\dot{I}_{\text{П}}$ складаються у рейковому фідері та створюють струм $\dot{I}_{\text{Р}}$ (рис. 8.2, 8.3). При цьому рахуємо $\dot{I}_{\text{Р}}$ негативним, тому що він спрямований від рейки до вершини C_2 «трикутника». Ділянки живлення праворуч та ліворуч від підстанції називають відповідно правим П та лівим Л плечами живлення.

Розподіл струмів навантажень між фазами «трикутника» визначається тільки опором цих фаз. З рис. 8.2 видно, що струм $\dot{I}_Л$, який тече від C_2 до A_2 по двох паралельних гілках поділяється обернено пропорційно опорам цих гілок (по гілці $C_2A_2B_2$ - $^1/_3\,\dot{I}_Л$, а по гілці C_2A_2 - $^2/_3\,\dot{I}_Л$). Струм $\dot{I}_П$, який тече від C_2 до B_2 також поділяється на два струми ($C_2A_2B_2$ - $^1/_3\,\dot{I}_П$; C_2A_2 - $^2/_3\,\dot{I}_П$). Складаючі пофазно вектори струмів, отримуємо:

$$\begin{cases} \dot{I}_{A_2} = {}^2/_3 \cdot \dot{I}_Л + {}^1/_3 \cdot \dot{I}_П \\ \dot{I}_{B_2} = -{}^1/_3 \cdot \dot{I}_Л + {}^1/_3 \cdot \dot{I}_П \\ \dot{I}_{C_2} = -{}^1/_3 \cdot \dot{I}_Л - {}^2/_3 \cdot \dot{I}_П \end{cases} \quad (8.1)$$

Негативною рахуємо складову струму $I_П$ або $I_Л$ при напрямку проти вектору напруги фази, по якій тече складова струму.

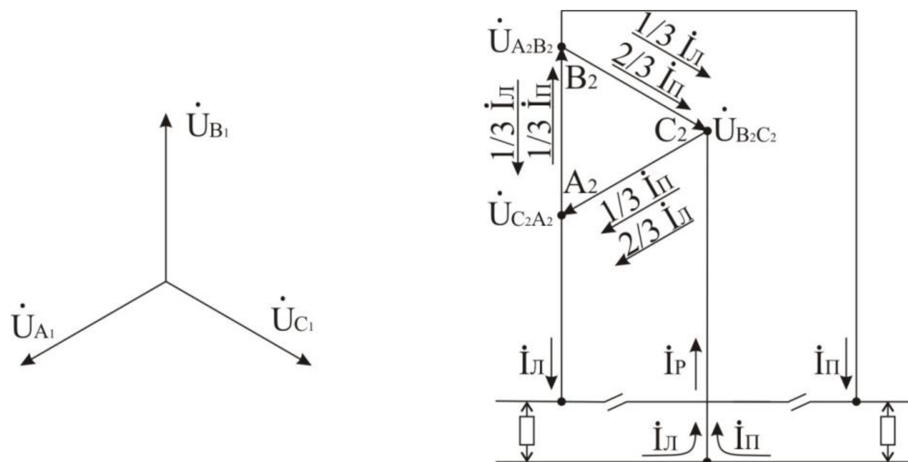


Рис. 8.2 Розподіл струмів по фазах тягової обмотки 27,5 кВ

На векторній діаграмі струмів та напруг (рис. 8.3) вектор струму $\dot{I}_Л$ відстає на кут $\varphi_Л$ від вектору напруги $\dot{U}_{A_1}$ ($\dot{U}_{C_2A_2}$), а $\dot{I}_П$ відстає на кут $\varphi_П$ від вектора - $\dot{U}_{C_1}$ ($\dot{U}_{B_2C_2}$). При цьому напрямок вектора напруги до рейки приймається позитивним, а від рейки – негативним.

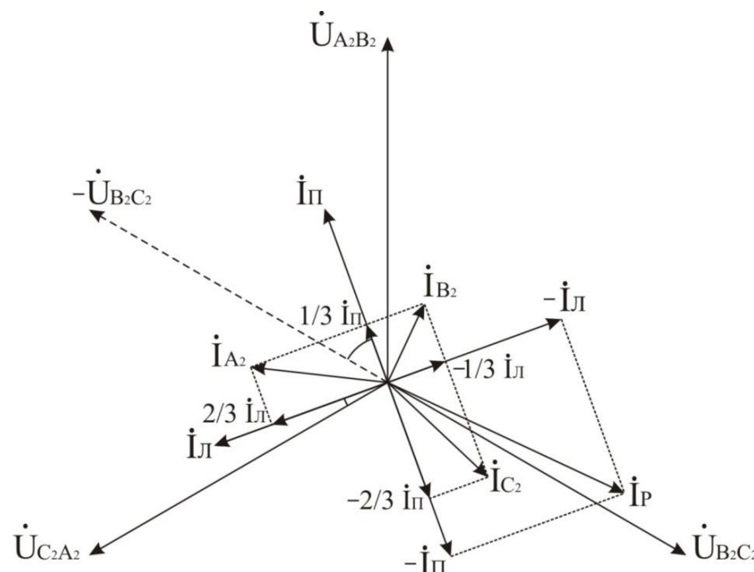


Рис. 8.3 Векторні діаграми напруг та струмів у фазах

Вектори $\dot{I}_{\text{A}_2}$,$\dot{I}_{\text{B}_2}$, $\dot{I}_{\text{C}_2}$ на векторній діаграмі побудовані відповідно до виразів (8.1). З векторної діаграми (рис. 8.3) видно, що струми несиметричні та не рівні за модулем. Найменш завантаженою опиняється фаза B_2, яка не пов'язана безпосередньо з рейкою.

При розрахунку мереж двох напруг їх струми та всі параметри відносяться до однієї напруги. На підставі того, що трансформатор, що розглядається, має схему з'єднання обмоток $^{\text{Y}}/_{\Delta}$, коефіцієнт трансформації дорівнює:

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{1\Phi}}{U_2} = \frac{\sqrt{3} \cdot w_1}{w_2}, \tag{8.2}$$

де w_1 – кількість витків обмотки *ВН*, яка з'єднана у «зірку»;
w_2 – кількість витків обмотки *НН*, яка з'єднана у «трикутник».

Без врахування струму холостого ходу маємо:

$$\dot{I}_{\text{A}_1} \cdot w_1 = \dot{I}_{\text{A}_2} \cdot w_2, \tag{8.3}$$

$$\dot{I}_{\text{A}_1} = \frac{\dot{I}_{\text{A}_2} \cdot w_2}{w_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot \dot{I}_{\text{A}_2}}{K} = \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{\text{A}_2}, \tag{8.4}$$

На цій підставі відповідні струми в первинних обмотках трансформатора, тобто навантаження фаз трифазної лінії, яка живить тяговий трансформатор з урахуванням (8.1), дорівнюють

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{A}_1} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{\text{A}_2} = \frac{\left(2 \cdot \dot{I}_{\text{Л}} + \dot{I}_{\text{П}}\right)}{\sqrt{3}}, \\ \dot{I}_{\text{B}_1} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{\text{B}_2} = \frac{\left(-\dot{I}_{\text{Л}} + \dot{I}_{\text{П}}\right)}{\sqrt{3}}, \\ \dot{I}_{\text{C}_1} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{\text{C}_2} = \frac{\left(-\dot{I}_{\text{Л}} - 2 \cdot \dot{I}_{\text{П}}\right)}{\sqrt{3}}. \end{aligned} \tag{8.5}$$

Таким чином несиметричне завантаження фаз трансформаторів тягових підстанцій змінного струму створює несиметричне навантаження для живлячої трифазної лінії високої напруги. Тому розрахунок повинен бути виконаний методом симетричних складових (див. розділ 2).

Струм прямої послідовності навантаження трифазної лінії високої напруги з урахування того, що:

$$-a^2 \cdot \dot{I}_{\text{П}} = e^{-j180^0} \cdot e^{j240^0} \cdot I_{\text{П}} \cdot e^{j\left(-60^0 - \varphi_T\right)} = I_{\text{П}} \cdot e^{-j\varphi_T},$$

Струм прямої послідовності (див. розділ 2) буде дорівнювати:

$$\dot{I}_1 = \frac{1}{3}\left(\dot{I}_{\text{A}_1} + a \cdot \dot{I}_{\text{B}_1} + a^2 \cdot \dot{I}_{\text{C}_1}\right) = \frac{1}{3\sqrt{3}}\left(2 \cdot \dot{I}_{\text{Л}} + \dot{I}_{\text{П}} - a \cdot \dot{I}_{\text{Л}} + a \cdot \dot{I}_{\text{П}} - a^2 \cdot \dot{I}_{\text{Л}} - 2 \cdot a^2 \cdot \dot{I}_{\text{П}}\right) =$$

$$= \frac{\dot{I}_{\text{Л}} - a^2 \cdot \dot{I}_{\text{П}}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{\text{Л}} \cdot e^{-j\varphi_T} + I_{\text{П}} \cdot e^{-j\varphi_T}}{\sqrt{3}},$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{I}_{\text{Л}} \cdot e^{-j\varphi_T} + \dot{I}_{\text{П}} \cdot e^{-j\varphi_T}}{\sqrt{3}} \tag{8.6}$$

де $a = e^{j120^0}$ – оператор повороту (див. розділ 2);

φ_T – фаза струму тягового навантаження, яка складається з $\varphi_П$ та $\varphi_Л$ (рис. 8.3);

Відповідне комплексне значення потужності струму прямої послідовності:

$$\dot{S}_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I}_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \frac{\left(\dot{I}_Л \cdot e^{-j\varphi_T} + \dot{I}_П \cdot e^{-j\varphi_T}\right)}{\sqrt{3}} = \dot{S}_Л + \dot{S}_П \qquad (8.7)$$

тобто дорівнює сумі комплексних значень потужностей тягових навантажень. Якщо врахувати і ту обставину, що трансформатори живлять від третьої обмотки також районне навантаження, то отримаємо, що потужність прямої послідовності навантаження трифазної лінії дорівнює сумі потужностей її симетричних та несиметричних споживачів без врахування їх розподілу по фазах.

Несиметрія тягового навантаження призводить до появи струмів та напруг зворотної послідовності:

$$\dot{I}_2 = \frac{1}{3} \cdot \left(\dot{I}_{A_1} + a^2 \cdot \dot{I}_{B_1} + a \cdot \dot{I}_{C_1}\right) =$$

$$= \frac{1}{3\sqrt{3}}\left(2 \cdot \dot{I}_Л + \dot{I}_П - a \cdot \dot{I}_Л + a \cdot \dot{I}_П - a^2 \cdot \dot{I}_Л - 2 \cdot a^2 \cdot \dot{I}_П\right) = \frac{\dot{I}_Л - a \cdot \dot{I}_П}{\sqrt{3}}$$

$$\dot{I}_2 = \frac{I_Л \cdot e^{-j\varphi_T} + I_П \cdot e^{j(240^0 - \varphi_T)}}{\sqrt{3}} \qquad (8.8)$$

де $\dot{I}_2$ – струм зворотної послідовності (див. розділ 2).

Розглянемо два випадки:

1. Навантаження ділянок праворуч та ліворуч від підстанції однакові та дорівнюють тяговому навантаженню ($I_Л = I_П = I_Т$)

Відповідно до виразів (8.6) та (8.8) маємо:

$$I_1 = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot I_Т; \quad I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_Т, \qquad (8.9)$$

де $I_Т$ - струм тягового навантаження.

тобто

$$I_2 = 0{,}5 \cdot I_1, \qquad (8.10)$$

2. Навантаження однієї з ділянок праворуч або ліворуч від підстанції відсутнє (наприклад $I_П = 0$).

Керуючись виразами (8.6) та (8.8) маємо:

$$I_2 = I_1, \qquad (8.11)$$

У загальному випадку при неоднаковому навантаженні ділянок праворуч та ліворуч від тягової підстанції струм зворотної послідовності тягового навантаження може мати значення:

$$0{,}5 \cdot I_1 \le I_2 \le I_1, \qquad (8.12)$$

Струми зворотної послідовності впливають на роботу споживачів, які приєднані до третьої обмотки трансформатора.

Основними приймачами електроенергії у споживачів є асинхронні електродвигуни. Несиметрія напруги призводить до зменшення максимального моменту двигуна та до збільшення його нагріву. При несиметричній системі напруг колове синхронне магнітне поле, що обертається, замінюють еліптичним. Останнє можна розкласти на два колові магнітні поля, які обертаються у різні боки відповідно до симетричних складових прямої та зворотної послідовності. Ці два магнітних поля створюють свої обертаючі моменти, які діють у протилежних напрямках. Результуючий момент обертання електродвигуна можна уявити як різницю двох моментів, які створюються напругами прямої та зворотної послідовності. Практично несиметрія не впливає суттєво на максимальний момент обертання асинхронного двигуна.

На нагрів двигуна несиметрія напруг впливає значно більше. Пояснюється це тим, що опір зворотної послідовності асинхронного двигуна набагато менше опору прямої послідовності, тому навіть при невеликій напрузі зворотної послідовності струм зворотної послідовності виявляється великим, що може призвести до перегріву двигуна.

Тягове навантаження сприймає несиметрію напруг як відхилення або коливання напруги.

Нерівномірність завантаження фаз в мережі дуже небажане явище для енергосистеми та промислових споживачів, тому що викликає додаткові втрати напруги та викривлення напруги трифазних споживачів. Основним методом вирівнювання навантажень по фазах, а відповідно, зниження несиметрії є застосування спеціальних схем включення трифазних трансформаторів (див. розділ 12), які дають змогу симетрувати тягові навантаження. Ці схеми отримали назву «прямого та зворотного гвинта» і використовуються для зниження несиметрії напруги на тягових підстанціях зміного струму електрифікованих залізниць.

8.2.2 Установки ємнісної компенсації

На ділянках змінного струму електрична енергія, споживана електрорухомим складом, має активну й реактивну складові: активна йде на створення механічної енергії руху поїздів, а реактивна витрачається в індуктивних і ємнісних опорах кола тягового струму. При цьому, якщо в індуктивностях енергія витрачається на їх намагнічування, то в ємностях вона як би поповнюється за рахунок їх зарядів. Таким чином, ці дві складові можна представити спрямованими одна проти іншої й при рівності їх абсолютних значень реактивна енергія з живильної мережі не буде потрібна.

Струм, що надходить до електрорухомого складу з тягової мережі, також має активну й реактивну складові. Втрати енергії у всіх ланках кола, якими вона передається від системи зовнішнього електропостачання до електрорухомого складу, пропорційні квадрату повного струму. Звідси зрозуміле прагнення зменшити реактивну складову тягового струму. Крім того, значення коефіцієнта потужності пристроїв електропостачання залежить від співвідношення активної та реактивної складових – чим менша реактивна частина, тим вище коефіцієнт потужності, що має важливе економічне значення.

Оскільки на електрорухомому складі змінного струму є трансформатори, що мають велику індуктивність, а ємності практично відсутні, виникає необхідність у спеціальних установках, що компенсують нестачу ємнісної реактивної енергії.

Розрізняють установки поперечної і повздовжньої ємнісної компенсації. Вони складаються з батарей однофазних статичних конденсаторів. Конденсатори маркуються, наприклад, КПМ-0,6-50, що означає: К – для компенсації реактивної потужності; П – для повздовжньої компенсації; М – діелектриком служить мінеральне масло; 0,6 – номінальна напруга між обкладками, кВ; 50 – номінальна потужність, кВАр.

Установки повздовжньої компенсації включають у розсічку живлячої мережі послідовно з тяговим навантаженням, а установки поперечної компенсації – паралельно навантаженню. Регульовані установки поздовжньої компенсації позначають УПРК, а поперечної компенсації – УППК (нерегульована) і УРППК (регульована). *Установки ємнісної компенсації* зазвичай монтують тільки на тягових підстанціях, а установки регульованої поперечної компенсації, крім того, - ще й на постах секціонування (рис. 8.4). Найбільш ефективне комплексне застосування установок повздовжньої й поперечної компенсації.

Установки ємнісної компенсації випускають пересувними, використовуючи для цього залізничні платформи й криті вагони.

На електричних дорогах постійного струму подібні компенсаційні установки не застосовують.

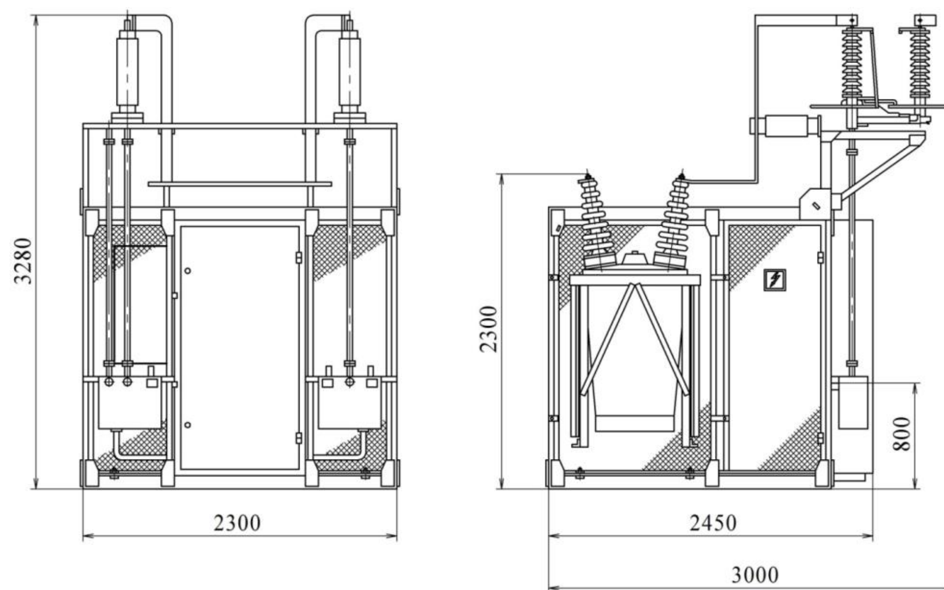


Рис. 8.4 Загальний вид блоку компенсуючого пристрою поперечної компенсації

Компенсуюча установка (пристрій) КУ (рис. 8.5) складається з касет конденсаторів 1 та реактора 2 і приєднується між шинами 27,5 кВ та рейками через роз’єднувач 10, трансформатори струму 3, вакуумні вимикачі 9 та 9’. КУ може виконуватись в кількох варіантах в залежності від типу конденсаторів та кількості послідовно увімкнених реакторів. Застосовують в основному два типу КУ: потужністю 4800 кВАр з реактором 80-85 мГн та 2400 кВАр з реактором 160-170 мГн. Для виготовлення КУ можуть використовуватись: конденсатори з трихлордифініловим заповнювачем типу КСА–1,05 ($U_{\text{НОМ}} = 1{,}05\text{кВ}, Q = 25 \div 37{,}5\text{кВАр}$) та КС2А-1,05 ($U_{\text{НОМ}} = 1{,}05\text{кВ}, Q = 50 \div 75\text{кВАр}$); реактори однофазні з масляним охолодженням типу РОМ один або два або типу ФРОМ (рис. 8.6). Реактори вмикають послідовно з касетами конденсаторів для захисту від резонансних явищ. Сутність резонансних явищ міститься в наступному: ємність конденсаторів та індуктивність контактної мережі, трансформаторів тягових підстанцій та електрорухомого складу створюють коливальний контур.

Струм який споживає електрорухомий склад (ЕРС), має крім основної частоти 50 Гц ще й гармонічні складові частотою 150; 250; 350 Гц та вище через наявність на ЕРС перетворювачів. В залежності від величини ємності та індуктивності коливального контуру одна з вказаних гармонік, частота якої співпаде з частотою коливального контуру (при резонансі), може посилюватися у кілька десятків разів, що викликає сильне викривлення синусоїди напруги живлячої системи.

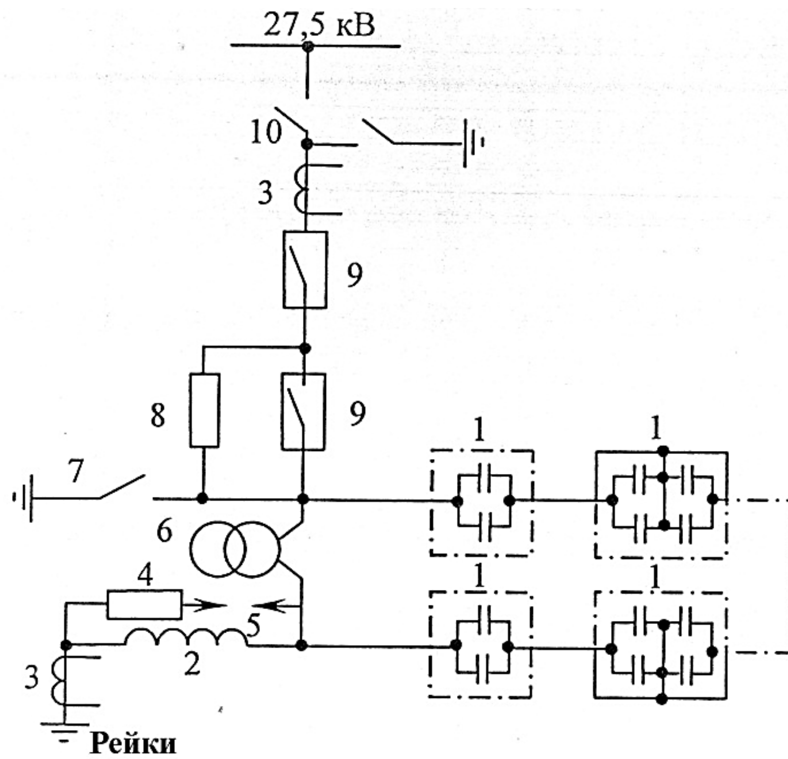


Рис. 8.5 Однофазний компенсуючий пристрій
1 – касети конденсаторів; 2 – реактор; 3 – трансформатор струму;
4,5 – розрядники; 6 – трансформатор напруги; 7 – заземлюючий роз’єднувач;
8 – резистор; 9 – вимикач; 10 – роз’єднувач.

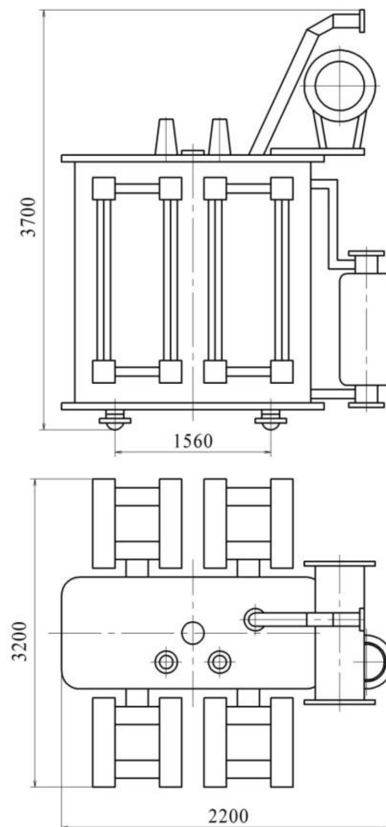


Рис 8.6 Реактор типу ФРОМ-3200/35

Реактор для КУ підбирається з такою індуктивністю, щоб його опір дорівнювався опору конденсаторів при частоті 150 Гц, тобто опір для цієї частоти повинен дорівнюватись нулю. У цьому випадку для частот 250; 350 Гц та більше опір кола реактор-конденсатор приймає індуктивний характер, тому що підвищується індуктивний опір реактора зі збільшенням частоти, що виключає посилення струмів вищих гармонік.

Крім того для запобігання резонансним явищам встановлена потужність конденсаторів повинна бути на 12,5% більшою за реактивну потужність, яка віддається компенсуючим пристроєм. При невеликому навантаженні, а особливо при його відсутності батарея конденсаторів підвищує напругу на шинах підстанції до небезпечних для обладнання значень.

Вмикання та вимикання КУ супроводжуються комутаційними перенапругами. При вмиканні напруга на реакторі може перевищувати у десятеро номінальну напругу (дія ЕРС самоіндукції, яка виникає при збільшенні струму в колі КУ). Така напруга є пробивною напругою для міжвиткової ізоляції реактора 2. Для запобігання цьому паралельно реактору приєднують розрядники 4 та 5 (рис. 6.5). При вимиканні КУ на обкладках конденсаторів зберігається електричний заряд, для зняття якого паралельно конденсаторам увімкнений трансформатор напруги 6, який виконує роль розрядного резистора. Він же контролює напругу на конденсаторах. Однак, незважаючі на зняття напруги з конденсаторів розрядним резистором, перед початком робіт на батареї необхідно зняти залишковий заряд шляхом увімкнення заземлюючого роз’єднувача 7. Крім того кожну банку конденсаторів необхідно остаточно «розрядити» спеціальною заземлюючою штангою.

Зберігання електричного заряду на обкладках конденсаторів ускладнює роботу вакуумного вимикача 9 при вимиканні КУ внаслідок можливого повторного виникнення електричної дуги між контактами вимикача через півперіоду (0,01с) після початку вимкнення. Це пояснюється неможливістю конденсаторів розрядитися за такий невеликий час. Контакти ж вимикача, на яких напруга досягає подвійного амплітудного значення, розходяться на невелику відстань у той же самий час.

На обкладках конденсаторів напруга досягає також подвійного амплітудного значення, яке може призвести до пробою конденсаторів. Розрядники 4 та 5, які увімкнені паралельно реактору, захищають від пробою ще й конденсатори.

Для запобігання повторного виникнення електричної дуги в вимикачі при вимиканні КУ, в колі встановлюють два вимикача, один з яких шунтується резистором 8 з $R \approx 50$ Ом, розрахованими на струм 190-200 А на протязі 1с, або з $R \approx 300 \div 400$ Ом на струм $60 \div 80$ А. При вмиканні КУ спочатку вмикається вимикач 9, а потім вимикач 9’. При вимиканні спочатку вимикається вимикач 9’, а потім вимикач 9. Резистор 8 обмежує не тільки величину струму, що вимикається, та напругу на контактах, що розходяться, вимикача 9, а й зменшує фазовий кут між струмом та напругою, що суттєво зменшує вірогідність повторного виникнення електричної дуги.

КУ в тяговій мережі працюють в специфічних та дуже важких умовах, обумовлених викривленням форми кривої тягового струму, великою кількість КЗ на контактній мережі та різким коливання навантаження, чого нема в енергетичних пристроях. Найбільша питома кількість ушкоджень обладнання на підстанціях приходиться на КУ. Тому надійності роботи обладнання КУ та його захисту від аварійних режимів роботи приділяється велика увага, тобто застосовується релейних захист, елементи якого приєднуються до вимірювальних трансформаторів 3 та 6.

8.2.3 Двофазні та однофазні високовольтні вимикачі

На тягових підстанціях електрифікованих залізниць змінного струму в РП-27,5 кВ застосовуються трифазні багатомасляні вимикачі серії С-35, трифазні маломасляні

вимикачі серій ВМК-35, ВМУЕ-35Б та однофазні маломасляні вимикачі серій ВМК-27,5 та ВМУЕ-27,5Б. Більшість масляних вимикачів відпрацювало свій ресурс і потребує заміни. Найбільш придатними для заміни є вакуумні вимикачі (див. розділ 7).

Розробка та виробництво вакуумних вимикачів для розподільних установок напругою 27,5 кВ йде двома напрямками:

- використання вже існуючих масляних вимикачів як базових для вакуумних вимикачів. Наприклад: вакуумні вимикачі серії ВВС з вбудованими трансформаторами струму створені на базі вимикача серії С-35. Причому для фідерів контактної мережі виробляються однофазні вимикачі серії ВВС-27,5, а для інших приєднань – трифазні вимикачі серії ВВС-35 загальнопромислового виконання.

- використання існуючих трифазних вакуумних вимикачів загальнопромислового виконання для створення двофазних та однофазних вакуумних вимикачів, які відносяться до специфічного обладнання тягових підстанцій. Наприклад: вимикач типу ВБМД-27,5-25/1600 У3 створений на базі вимикача типу ВБМТ-35-16/1600 У3, а вимикач типу ВР27НС-27,5-25/1600 У1 створений на базі вимикача типу ВР35НС-35-20/1600У1.

Розглянемо конструкцію та принцип дії деяких типів вакуумних вимикачів, які відносяться до специфічного обладнання тягових підстанцій.

Вакуумний вимикач типу ВР27НС-27,5-25/1600 У1 (вимикач вакуумний, Ровенського заводу високовольтної апаратури, зовнішньої установки, стаціонарний, номінальна напруга – 27,5 кВ, номінальний струм вимкнення – 25 кА, номінальний струм – 1600 А, для зовнішньої установки) (рис. 8.7).

Внутрішньополюсний простір має внутрішню повітряну й полімерну ізоляцію, що у сполученні з відповідними довжинами шляхів витоків ізоляційних поверхонь забезпечує надійну ізоляцію полюсів навіть при 100% вологості навколишнього повітря. Вимикач захищений від атмосферних опадів і забруднень еластичними ущільненнями.

В основі принципу керування вимикачем лежить використання двопозиційного силового електромагніта з "магнітними засувками" у крайніх положеннях. В електромагніт вбудовані постійні магніти високої енергоємності, використовувані як тягові, а також для створення "магнітних засувок" і надійної фіксації вимикача в положеннях "включене" й "відключене". Постійні магніти виготовлені на основі рідкоземельних металів.

Така конструкція вакуумного вимикача дозволила досягти високої надійності ізоляції полюса, а також великого механічного ресурсу. Повітряна й полімерна ізоляція усередині полюса забезпечує пожежобезпеку, вибухобезпеку, а також екологічну безпеку вимикачів.

При розмиканні контактів у вакуумній дугогасильній камері (ВДК) виникає електрична дуга. Напруга на дузі не перевищує декількох десятків вольтів. При зменшенні струму до величини близької нулю (струм зрізу) дуга за короткий проміжок часу (приблизно 10^{-5}с) гасне. Завдяки високій електричній міцності вакууму (приблизно 30 кВ/мм) гарантоване відключення відбувається, якщо відстань між контактами більше 2 мм, а струм зменшився до величини струму зрізу.

Вимикач (рис. 8.7 а, б) має один полюс 9, що встановлений на рамі 1 і з'єднаний з електромагнітом 8 через тягу 6 і вал 3. Рама 1 встановлена зверху на рамі 2. Знизу на рамі 2 установлена шафа 7 з електроапаратурою вторинних кіл, блок-контактами, лічильником ходів, важелем ручного відключення й нагрівачем. Тяга 5, а також проводка від шафи до електромагніта проходять через вертикальну трубу, розділену перегородкою. Рама 1 має ущільнені двері із замком. У дверях є вікно зі склом 16 для візуального визначення положення вимикача по покажчику.

Покажчик включеного й відключеного положення вимикача з'єднаний з валом 3 і має таблички "ВКЛ" червоних кольорів й "ВІДКЛ" зелених кольорів.

У шафі 7 розміщений один нагрівач для забезпечення підігріву повітря усередині шафи при зовнішній температурі нижче мінус 25°C. Двері шафи мають два замки й також ущільнені.

Полюс складається з вузлів і деталей, показаних на рис. 8.7, в. Верхня частина полюса (камера) складається зі склопластикового циліндра з опорними фланцями, вакуумної дугогасильної камери (ВДК) 2, струмовиводів верхнього 1 і нижнього 6, і має зовні й усередині суцільнолиту полімерну ізоляцію. Нижня частина полюса – опорний ізолятор – як і верхня, складається із склопластикового циліндра із суцільнолитою полімерною ізоляцією як зовні, так й усередині. Рухомий контакт ВДК 3 з’єднується із приводом вимикача за допомогою ізоляційної тяги 5, в яку вмонтовані тарілчасті пружини 4. Для збільшення довжини шляху витоку ізоляційна поверхня тяги має кільцеві оребрення.

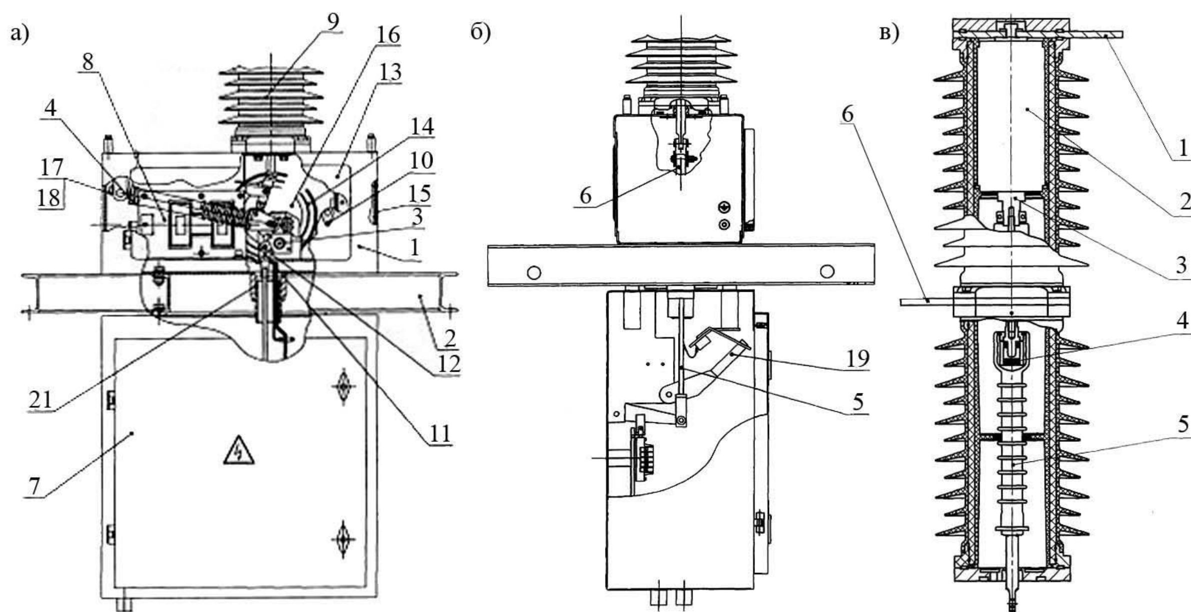


Рис. 8.7 Вимикач однофазний вакуумний серії ВР27НС:
а), б) конструкція вимикача; в) полюс вимикача.

У відключеному положенні вимикача контакти ВДК розімкнуті, а осердя електромагніта втримується в крайньому лівому положенні за допомогою "магнітної засувки" і пружини відключення.

У цьому положенні на якір діють наведені через кінематичні ланки сили: сила втягування ВДК (атмосферний тиск), спрямована нагору, а також сила "магнітної засувки", сила ваги рухомих елементів полюса, які спрямовані вниз.

У відключеному положенні вимикача тяга 5 (рис. 8.7, б) перебуває в нижнім положенні й через важіль і вилку 11, осі 12 натискає блоки-контакти (рис. 8.7, а).

Покажчик повернутий ліворуч і показує символ "ВИМКНУТЕ".

У включеному положенні вимикача осердя електромагніта втримується в крайньому правому положенні силами притягання постійних магнітів, тобто "магнітною засувкою". У цьому положенні контакти ВДК замкнуті й підгорнуті через тарілчасті пружини 4 (рис. 8.7, в). На осердя електромагніта діють наведені через кінематичні ланки сили: сила тарілчастих пружин 4 (рис. 8.7, в), сила пружини відключення 4 (рис. 8.7, а) і сили ваги рухомих частин полюса, спрямовані вниз, а також сила "магнітної засувки", спрямована праворуч. Вимикач надійно фіксується у включеному положенні "магнітною засувкою". Тяга 6 (рис. 8.7, б) зв'язана верхнім кінцем з валом привода й піднята нагору, а блок-контакти перебувають у ненатиснутому положенні.

Покажчик повернутий праворуч і показує символ "УВІМКНУТЕ".

Для включення вимикача необхідно через котушку включення пропустити постійний струм у напрямку, при якому магнітний потік у колі включення збільшується. Внаслідок цього сила дії в магнітному ланцюзі включення, незважаючи на максимальний зазор між осердям і магнітопроводом, перевищить силу втримання якоря "магнітною засувкою" у магнітному колі відключення, де аналогічний зазор відсутній.

При досягненні сили тяги величини рушання, осердя 8 починає з прискоренням рухатися праворуч, повертаючи по годинниковій стрілці вал 3 (рис. 8.7, а) і піднімаючи з'єднану з ним тягу 6 (рис. 8.7, б), що через вісь передає рух нагору тязі 5 (рис. 8.7, в).

Після замикання контактів ВДК тарілчасті пружини 4, встановлені в ізоляційній тязі 5 (рис. 8.7, в), починають стискуватися, створюючи необхідне зусилля натискання контактів. Рух осердя завершується упором у магнітопровід і його фіксацією на "магнітну засувку" - це визначає включене положення вимикача. Блок-контакти перемикаються, а у вікні пластини з'являється символ "ВКЛЮЧЕНО" покажчика.

Включення вимикача відбувається в результаті спільної дії магніторушійних сил котушки включення й дії постійних магнітів, що мають більшу енергоємність і більшу коерцитивну силу.

Одночасно при включенні розтягується пружина відключення 4 (рис. 8.7, а).

Для відключення вимикача необхідно через котушку відключення пропустити постійний або випрямлений струм у напрямку, при якому магнітний потік у магнітному колі відключення збільшиться. Внаслідок цього сила дії в магнітному колі відключення перевищить силу втримання осердя "магнітною засувкою" у магнітному колі включення. Осердя 8 почне рухатися ліворуч, повертаючи проти годинникової стрілки вал 3 (рис. 8.7, а) і опускаючи з'єднану з ним тягу 6, які передають рух униз тязі 5 (рис. 8.7, б) полюса. На першій ділянці руху осердя контакти ВДК продовжують бути замкнутими, а стислі тарілчасті пружини 4 (рис. 8.7, в) розтискаються, забезпечуючи необхідну початкову швидкість контактів ВДК під час процесу дугогасіння.

Після того, як тарілчасті пружини розтиснулися на величину їхнього ходу, починають розмикатися контакти ВДК, виконуючи дугогасіння. Рух осердя ліворуч завершується упором у магнітопровід і його фіксацією на "магнітну засувку" - це визначає відключене положення вимикача. Блок-контакти перемикаються, а у вікні пластини з'являється символ "ВІДКЛЮЧЕНО" покажчика.

Пружина відключення 4 при цьому повертає вал 3 проти годинникової стрілки, відключаючи вимикач (рис. 6.7,а).

Вакуумний вимикач типу ВБЗО-27,5-20/1000 У1 призначений для комутації високовольтних кіл змінного струму напругою 27,5 кВ та частоти 50 Гц в нормальному режимі роботи установки, а також для автоматичного вимикання цих кіл при коротких замиканнях та перевантаженнях.

Вимикачі керуються електромагнітним приводом постійного струму. Увімкнення здійснюється за рахунок енергії вмивального електромагніта, вимикання – за рахунок енергії запасеної вимикаючою пружиною при увімкненні.

Вимикач (рис. 8.8) складається з рами, корпуса, шафи з приводом, буфера, пружини вимикання та інших складових частин. На раму 2 монтується корпус приводного механізма 3, в якому крім приводного механізма монтується корпус під полюс. Полюс складається з двох фарфорових покришок 4 та 5. Крім того в корпусі 3 розташовані масляний буфер та пружина вимикання. Масляний буфер, який призначений для пом’якшення удару рухомих частин при вимиканні, складається з поршня та стакана і встановлюється в корпусі 3 на регулюючих шайбах.

Полюс має додаткову масляну внутрішню ізоляцію, контроль за станом якої здійснюється за допомогою масло вказівника 6. Масловказівник 6 розташовується в ковпаку 7, який монтується в верхній частині полюса на фарфоровій покришці 5. Для приєднання струмовідних частин на полюсі передбачені верхня 9 та нижня 8 струмовідні

пластини. На рамі 2 кріпиться шафа з приводом 1. Важіль на валу привода з'єднується з важелем приводного механізму за допомогою тяги. Важіль приводного механізму у свою чергу з'єднується з тягою 8 (рис. 8.9) полюса вимикача. Полюс має додаткову масляну внутрішню ізоляцію, контроль за станом якої здійснюється за допомогою масло вказівника 6.

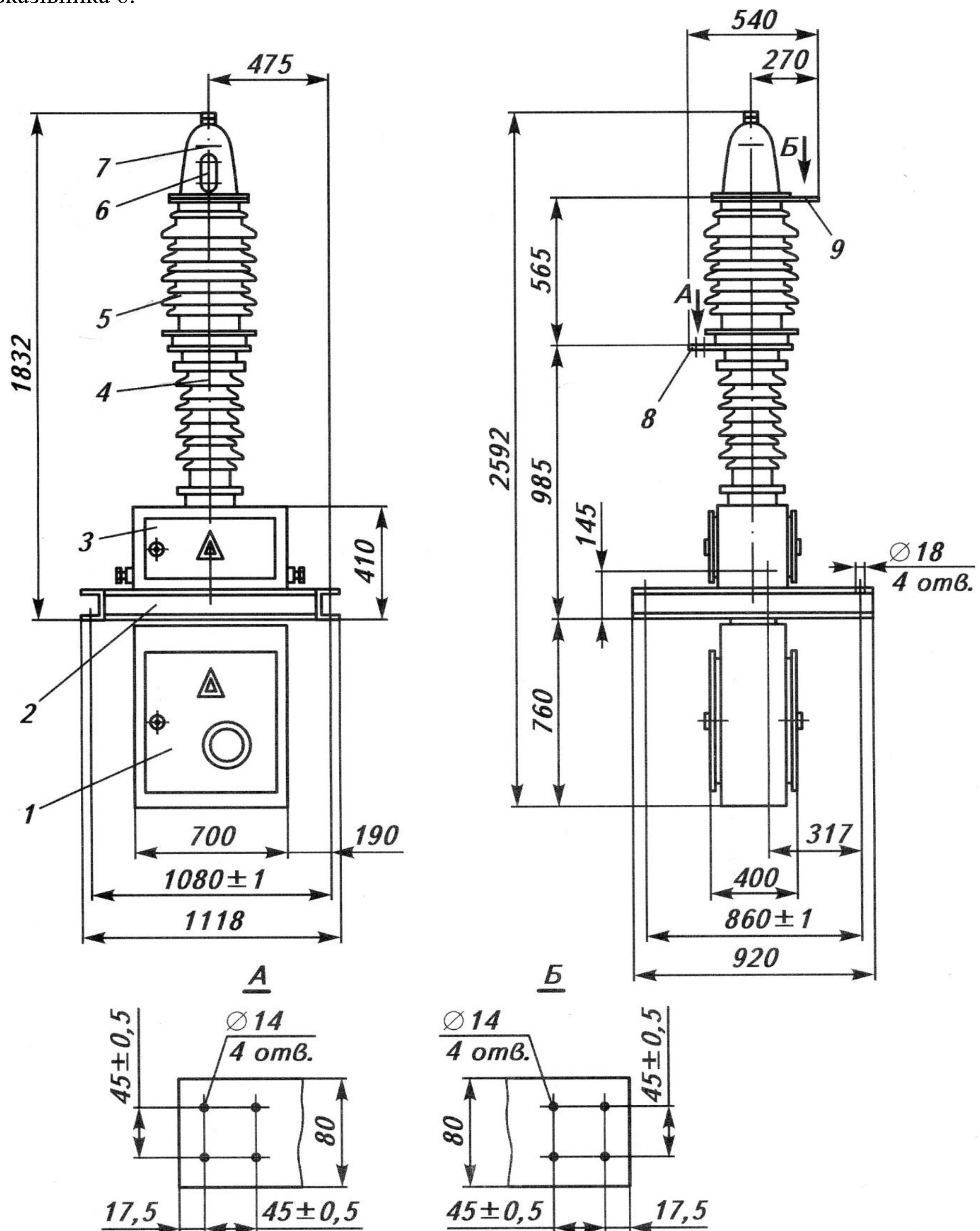


Рис. 8.8 Загальний вигляд вимикача ВБЗО-27,5-20/1000 У1:
1 – шафа з приводом; 2 – рама; 3 – приводний механізм (корпус);
4,5 – фарфорові покришки; 6 – масловказівник; 7 – ковпак;
8,9 – струмовідні пластини.

Масловказівник 6 розташовується в ковпаку 7, який монтується в верхній частині полюса на фарфоровій покришці 5. Для приєднання струмовідних частин на полюсі передбачені верхня 9 та нижня 8 струмовідні пластини.

На рамі 2 кріпиться шафа з приводом 1. Важіль на валу привода з'єднується з важелем приводного механізму за допомогою тяги. Важіль приводного механізму у свою чергу з'єднується з тягою 8 (рис. 8.9) полюса вимикача.

Увімкнення вимикача відбувається при поданні живлення на котушку вмивального електромагніту. При цьому підтягується осердя, яке за допомогою осей та серги повертає важіль, який вільно обертається на первинному валу привода (дивись розділ 7). Повертаючись, первинний вал повертає вихідний вал привода за годинниковою стрілкою. Вихідний вал привода через вертикальну тягу шафи з приводом 1 (рис. 8.8) діє через механізм підтиску 9 (рис. 8.9) на тягу 8, яка діє на рухомий контакт дугогасильної камери 4 і вмикає вимикач. При увімкненні вимикача розтягується вимикальна пружина та стискаються пружини механізму підтиску контакту дугогасильної камери.

Вимикання вимикача відбувається при поданні живлення на котушку вимикального електромагніту або при натисненні кнопки вимикання.

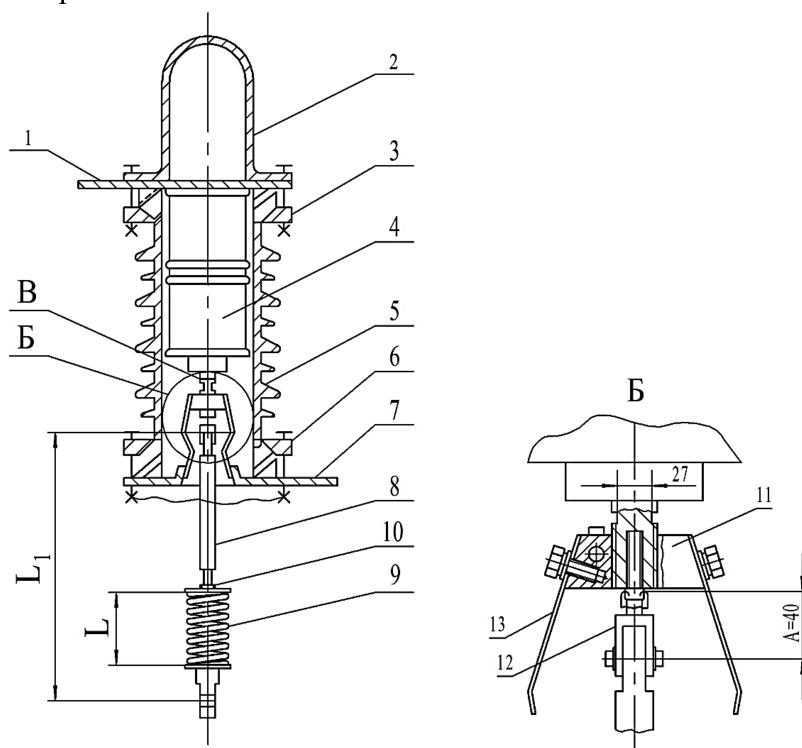


Рис. 8.9 Струмоввід вимикача ВБЗО-27,5-20/1000 У1

1 - пластина; 2 – корпус; 3 – кільце; 4 – камера КДВ-35; 5 – покришка; 6 – кільце; 7 – пластина; 8 – тяга; 9 – механізм підтиску; 10 - гайка; 11 – контакт; 12- вилка; 13 – гнучкий зв'язок; В – мітка.

Загальний **вигляд вимикача ВБН - 27,5 - 20/1600 УХЛ1** (вакуумний швидкодіючий зовнішньої установки) на напругу 27,5 кВ, номінальний струм відключення 20 кА і номінальний струм 1600 А для районів з помірним і холодним кліматом наведений на рис. 8.10, а.

На рамі 1 закріплений привід 2, на кришці 6 його шафи 7 встановлений полюс вимикача, що складається з порожнистого опорного ізолятора 4 та фарфорової покришки 3. Усередині покришки 3 розміщена вакуумна дугогасильна камера, контакти якої прєднані до струмовідводів 5. Кільця 8 служать для підйому вимикача при транспортуванні, монтажі та ремонті. Знизу шафи приводу розташовані кабельні муфти

9 для введення кабелів кіл живлення, управління та сигналізації. Вимикач має вказівник увімкненого та відключеного положення 12, лічильник числа роботи вимикача 11, кнопку ручного відключення 13. На рамі знаходиться болт заземлення 10.

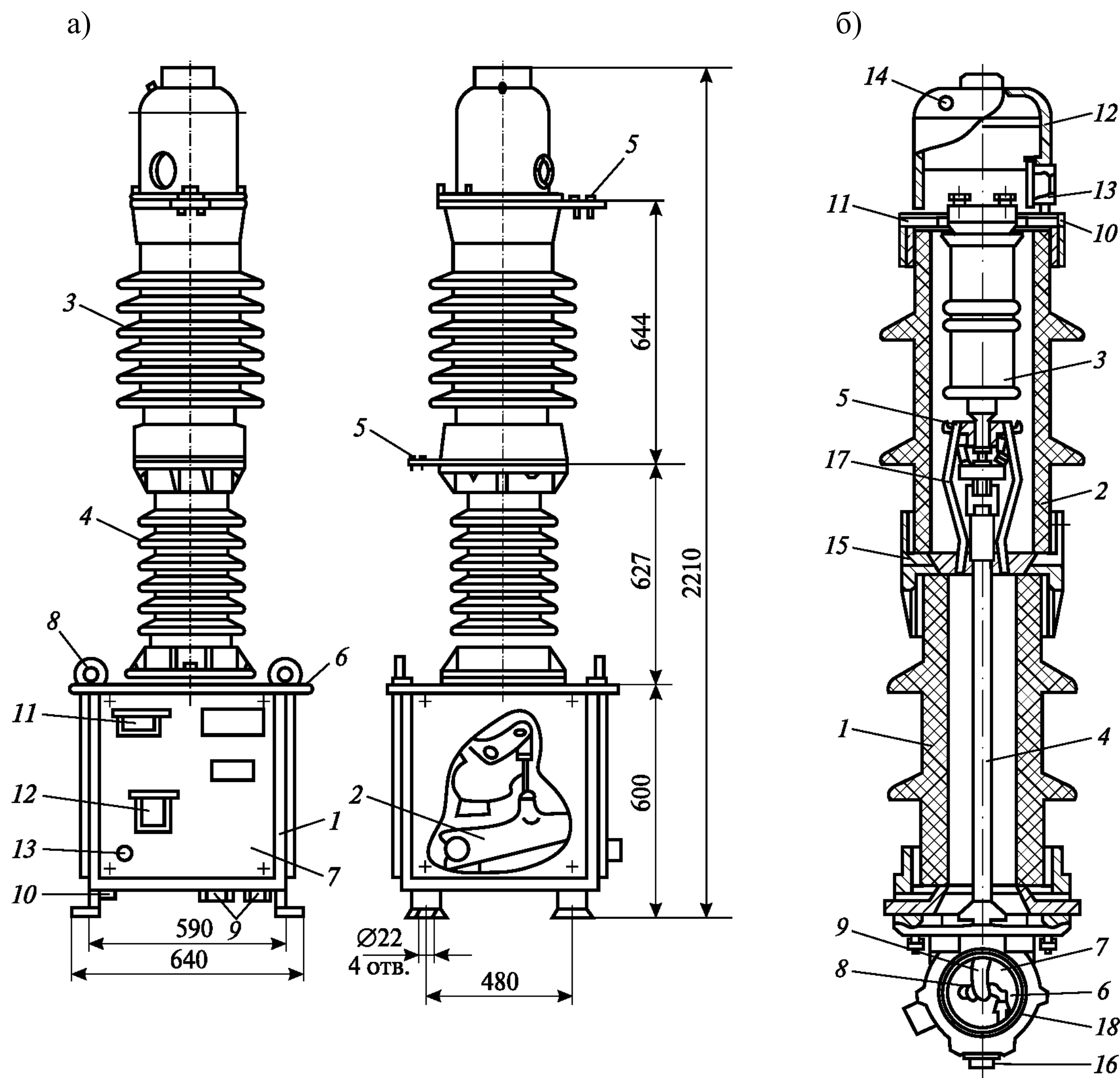


Рис. 8.10 Вакуумний вимикач ВБН 27,5:
а) загальний вигляд; б) розріз полюса

На розрізі полюса вимикача (рис. 8.10, б) показана дугогасильна камера 3 типу КДВ 25/1600 УХЛ2 на номінальну напругу 35 кВ та номінальний струм від 25 кА. Конструкція та принцип роботи камери схожі з камерою на 10 кВ (див. рис. 7.44). Всередині опорного ізолятора 1 проходить ізоляційна тяга 4, що з'єднує рухомий контакт 5 камери з важелем 6 на осі 8 механізму 7 полюса, призначеного для передачі руху від приводу до рухомого контакту камери. Масляний буфер 18, в який впирається важіль 6 при відключенні вимикача, поглинає надмірну енергію рухомих частин полюса в кінці ходу вимкнення. Виделка 9 дозволяє регулювати довжину тяги 4. Опорний ізолятор 1 та кришки 2 армовані фланцями 10 та 15 з алюмінієвого сплаву.

Камера 3 кріпиться на фланці 10. Електрична міцність зовнішньої ізоляції вакуумної температури забезпечується за рахунок заповнення полюса трансформаторним маслом. На фланці 11 встановлений ковпак 12 з масловказівником 13 і болтом 14, що закриває отвір для затоки масла вручну. Штуцер фланця 16 має отвір для зливу масла вручну і, в той же час, дозволяє зливати та заливати масло під тиском за допомогою насоса. На час зливу та заливки масла болт 14 повинен бути вивернутий для

вільної циркуляції повітря. Гнучкі зв'язки 17 забезпечують з'єднання рухомого контакту 5 з струмовідведенням 5 (див. рис. 8.10). Вимикач має значний комутаційний ресурс. Допустима кількість включень і відключень при номінальному струмі становить 20000. Власний час відключення вимикача не перевищує 0,06 с, повне - 0,08 с.

Вакуумний вимикач типу ВБПД-27,5-25/1600 У3 (вимикач вакуумний з пружинним приводом, двополюсний, номінальна напруга – 27,5 кВ, номінальний струм вимикання – 25 кА, номінальний струм – 1600 А, використовується в умовах помірного клімату та внутрішнього встановлення) призначений для експлуатації в приміщеннях, для комутації електричних кіл в шафах комплектних розподільних установок (КРУ) електрифікованих залізниць.

Базовим вимикачем для цього вимикача є вакуумний вимикач серії ВБ-35. Але на відміну від базової моделі вимикач типу ВБПД-27,5-25/1600 У3 є двополюсним (двофазним), тобто в цього вимикача відсутня середня фаза. Крім того двополюсний вимикач має додаткове контактне натискання кожного полюса (1600+400Н) на відміну від триполюсного вимикача (1000+200Н).

Вимикач складається з двох полюсів (дугогасильних блоків) 28 (рис. 8.11, б) та блоку привода 17. Кожний полюс кріпиться до корпусу блоку приводу за допомогою двох опорних ізоляторів 1 та кронштейнів 20, 21, 27.

В корпусі блоку привода 17 (рис. 8.11, а) розташований пружинний привод, вимикаюча пружина 15, демпфер 14, електромагніт вимикання 8, вузол механічної фіксації (блок защіпки) 12 увімкненого стану вимикача, механізм блокування від повторного вмикання при увімкненому стані вимикача.

Зв’язок між приводом та полюсами виконується через вал 9 (рис. 8.11, а) за допомогою тягових ізоляторів.

На задній стінці блоку приводу встановлені клемна колодка 2, панель управління 5 з розташованими на ній електроелементами, перемикач 16 для комутації зовнішніх кіл сигналізації.

У верхній частині блоку приводу встановлений кабельний затискач 3 для фіксації кабелю кіл живлення, керування та сигналізації привода, які приєднуються до клемної колодки 2.

Механічний вказівник 13 (рис. 8.11, а) визначає увімкнений чи вимкнутий стан вимикача. Кнопка 23 (рис. 8.11, б) призначена для місцевого оперативного та неоперативного вимикання. Лічильник 4 (рис. 8.11, б) призначений для рахунку циклів «Увімкнути-вимкнути».

Дугогасильний блок складається з камери дугогасильної вакуумної (КДВ), гнучкого струмопідводу з боку рухомого контакту КДВ з механізмом піджаття, виводів для зовнішнього приєднання рухомого та нерухомого контактів КДВ.

Вмикання та вимикання головного кола здійснюється важелем валу 11, який через тягові ізолятори 10 та важелі 26 (рис. 8.11, б) впливає на рухомі контакти КДВ. Виводи рухомого та нерухомого контактів КДВ виконані для шинного приєднання зовнішніх кіл.

Автоматичний цикл заводу вмикаючої пружини здійснюється електромагнітом 8 (YA1), який починає циклічно працювати після подавання відповідної напруги. Оперативне вмикання вимикача здійснюється попередньо заведеною вмикаючою пружиною при подаванні напруги живлення на електромагніт, що вмикає, YAC1.

Якір електромагніту втягується та через стрижень 5 повертає відповідний важіль. Ролик важеля звільняє защіпку і її важіль. З під дією пружини 2 повертає валик, що запирає, 12, звільняючі храпове колесо 13. Храпове колесо під дією пружини 7 через вал 18 повертає кулачок 17. Кулачок, впливаючи на важіль вала 11 (рис. 8.11, б), повертає його. Інші важелі вала 11 через тягові ізолятори 10, важелі 26 та механізми піджаття полюсів 28 замикають контакти КДВ. В увімкненому стані вал 11 (рис. 8.11, а) фіксується механічною защіпкою.

Лічильник 4 збільшує свої покази на одиницю. Одночасно, при повороті вала 11 (рис. 8.11, а), здійснюється заведення вимикаючої пружини 15, вказівник 13 переходить з положення 0 (вимкнено) у положення 1 (увімкнено), здійснюється перемикання контактів перемикача 16. В увімкненому стані контакти КДВ утримуються защіпкою 12.

При подаванні напруги живлення на вимикаючій електромагніт 8 шток якоря електромагніту повертає валик механізму вимикання, який через шпильку впливає на важіль блоку защіпок.

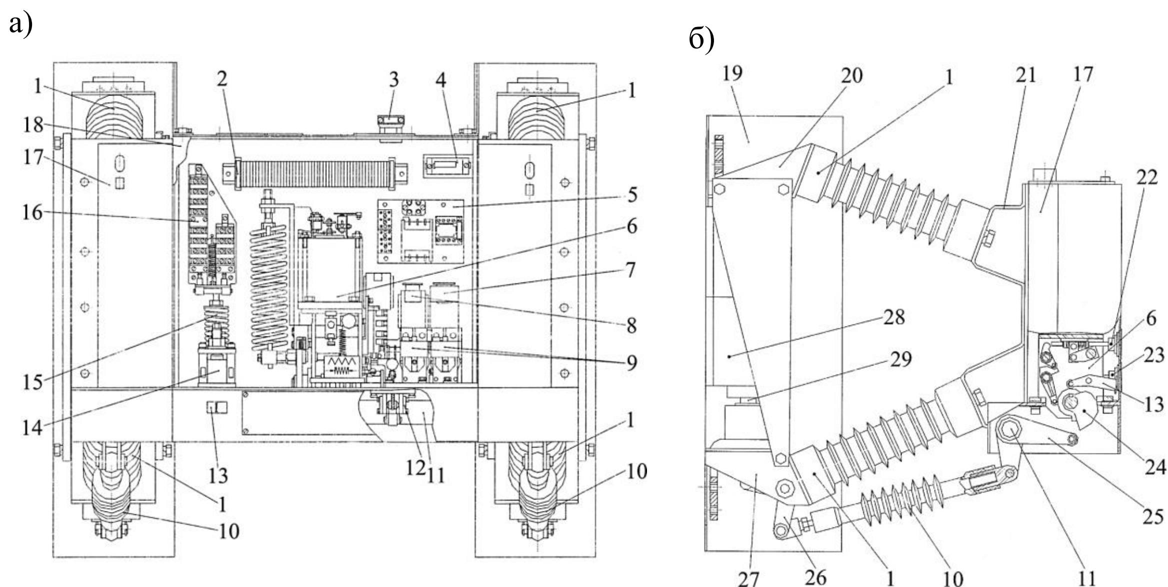


Рис. 8.11 Вимикач типу ВБПД-27,5-25/1600 У3:
а) вид з торця; б) вид збоку

Защіпка звільняє вал 11 (рис. 8.11, а), який під дією пружини вимикання 15 та пружин механізмів піджаття полюсів 28 (рис. 8.11, б) повертається, та через тягові ізолятори 10 (рис. 8.11, а) розмикає контакти дугогасильних камер. Вказівник 13 переходить у положення 0 (вимкнене), контакти перемикача 16 та контактних вузлів повертаються у вихідний стан. Надлишкова кінетична енергія механізму вимикача при вимиканні гаситься гідравлічним демпфером 14.

8.3 СПЕЦИФІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

8.3.1 Швидкодіючі вимикачі постійного струму

При виникненні короткого замикання в контактній мережі велика потужність пристроїв електропостачання викликає виникнення в мережі значних, небезпечних для неї та живлячого обладнання аварійних струмів. Для попередження шкідливих термічного та динамічного впливу цих струмів необхідно, як можна швидше, вимкнути ушкоджену ділянку кола до досягнення струмом короткого замикання сталого значення. В якості комутаційних апаратів живлячих фідерів та перетворювачів підстанцій, живлячих фідерів постів секціювання та пунктів паралельного з’єднання використовують автоматичні швидкодіючі вимикачі (ШВ), які виконують одночасно й функції захисту [10], [14].

На рис. 8.12 розглянутий процес вимкнення аварійного струму таким вимикачем, який у часі прийнято розбивати на три основних періоди.

Перший період (t_0) - час досягнення струму уставки.

Струмом уставки (I_y)називається струм, при якому механізм вимикання вимикача починає діяти.

t_0 визначається параметрами вимикаючого кола, яке складається з активного опору та індуктивності. Приріст струму до значення, який визначається активним опором, йде тим швидше, чим менше індуктивність кола, що вимикається. Вказаний час для вимикача з заданою установкою від властивостей самого вимикача не залежить.

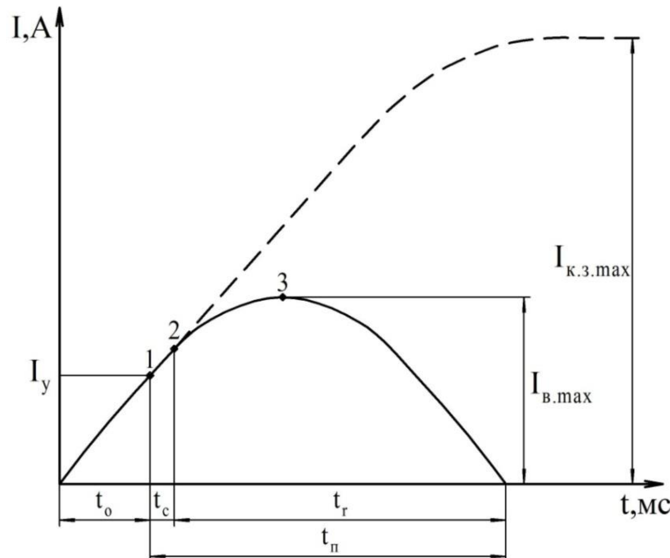


Рис. 8.12 Відключення швидкодіючим вимикачем струму КЗ

Другий період (t_C) характеризує **власний час вимикача**, тобто час з моменту досягнення струмом уставки до початку розходження його контактів (точки 1-2). Цей час пов'язаний з перерозподілом потоків в електромагнітних системах вимикаючого механізму та необхідністю попереднього переміщення окремих частин цього механізму. За вказаний час струм короткого замикання досягає значення, яке перевищує струм уставки вимикача. Цей період визначає швидкість реакції вимикача на аварійний режим та є важливою характеристикою вимикача. Він не залежить від параметрів захисного кола та складає для сучасних вимикачів 0,003 ÷ 0,008 с. З вище сказаного можна зробити висновок – чим менше t_C, тим краще вимикач.

Третій період $(t_Г)$ - **час гасіння електричної дуги**. Він визначається як властивостями самого вимикача (інтенсивністю магнітного дуття, конструкцією дугогасильної камери), так і параметрами кола, що вимикається (опором постійному струму, індуктивністю, напругою). Точка 2 відповідає початку розходження головних контактів вимикача. Електрична дуга, яка виникає між головними контактами, під дією магнітного поля розтягується, видувається на рога дугогасильної камери, що відповідає введенню в коло, що вимикається, додаткового опору. Зростання опору дуги починає обмежувати струм, який в точці 3 досягає свого максимального значення $I_{в.мах}$. Чим швидше дуга опиниться в дугогасильній камері і там розтягнеться, тим менше інтервал часу, який відповідає струму $I_{в.мах}$. Вказана величина визначається конструкцією вимикача. Подальше збільшення опору дуги зменшує струм короткого замикання до його припинення. Зменшення струму в колі живлення призводить до виникнення ЕРС самоіндукції в обмотках тягового трансформатора та згладжувального реактора. Вона складається з робочою напругою, що веде до виникнення перенапруг, які затягують процес гасіння дуги. Чим швидше зменшується струм, тим більшої величини досягає ЕРС самоіндукції і тим більшої величини можуть досягти перенапруги (12 ÷ 15 кВ). На

цій підставі дугу постійного струму не можна гасити в активному дугогасильному середовищі (в трансформаторному маслі, вакуумі).

При деякому критичному струмі $I_{в.мах}$ вимикач може не розірвати дугу в межах своєї дугогасильної камери. Тому застосовують два послідовно увімкнених вимикачі. Найбільше граничне значення струму, при якому вимикач може надійно вимкнути захисне коло при певних його параметрах, називають **вимикаючою здатністю вимикача**.

Для вимикачів, які використовуються сьогодні, вона складає $15000 \div 35000$ А , а у деяких вимикачів – 50000 А.

Повний час вимикання $t_п$ – це є сума власного часу вимикача (t_c) та часу гасіння електричної дуги ($t_г$) для максимального значення струму, що вимикається.

Згідно з [17] основний захист фідерів тягових мереж постійного струму від струмів близьких коротких замикань виконується за допомогою швидкодіючих вимикачів (ШВ) з часом вимкнення не більше 50 мс, що мають максимальну імпульсну струмову відсічку.

Повний час відключення короткого замикання з урахуванням дії всіх вимикачів зони не повинен перевищувати 90 мс.

Таким чином, захисні властивості швидкодіючих вимикачів характеризуються наступним:

- власним часом вимикаючого механізму;
- здатністю обмежувати максимальний струм короткого замикання;
- максимальними перенапругами, які створюються при вимиканні;
- здатністю вимикача вимикатись.

Крім того, вимикачі характеризуються наступними даними:

- номінальною та найбільшою напругою захисної мережі ;
- номінальним струмом, при якому він може довго працювати без перегріву його контактів та струмовідних деталей ;
- межами регулювання струму уставки;
- принципом роботи вимикаючого механізму.

Крім того, за принципом роботи вимикаючого механізму швидкодіючі вимикачі поділяють на дві групи:

- з магніто-пружинним вимиканням (вимикання здійснюють як сили вимикаючої пружини, так й електромагнітні сили);
- з пружинним вимиканням (вимикання досягається за рахунок зусиль, які розвивають потужні вимикаючі пружини).

За здатністю реагувати на напрямок струму в колі швидкодіючі вимикачі бувають:

- поляризованими (їх вимикання обумовлене не тільки значенням струму, а й його напрямком);
- неполяризованими (їх вимикання обумовлене тільки значенням струму і не залежить від його напрямку).

Конструктивне виконання деяких типів швидкодіючих вимикачів розглянемо нижче.

Розглянемо тепер принцип гасіння дуги в швидкодіючих вимикачах та дугогасильні камери

Гасіння дуги в швидкодіючому вимикачі здійснюється в дугогасильних камерах з повітряним середовищем із застосуванням магнітного дуття. Дугогасильні камери виготовляють у вигляді двох азбоцементних стінок прямокутної або віяльної форми з невеликою постійною відстанню або з відстанню, яка збільшується догори, між цими стінками. Простір між стінками розділяють азбоцементними перегородками на щілини, в яких під дією магнітного дуття опиняється дуга. Котушку магнітного дуття вмикають так, щоб створюваний нею магнітний потік, діючи на дугу зі струмом (як магнітне поле

на провідник зі струмом по-правилу лівої руки), витісняв її вгору камери, де вона, подовжуючись і стикаючись з неіонізованим повітрям, стінками і перегородками камери, гаситься. [9]

Принцип гасіння дуги постійного струму розглянемо на прикладі повздовжньо-щілинної дугогасильної камери (рис. 8.12, а). При розходженні головних контактів (рухомого П, і нерухомого Н, рис. 8.12, а) виникає дуга зі струмом I, яка, взаємодіє з магнітним полем котушок магнітного дуття, умовно показаних однією котушкою 6, швидко виштовхується силою Р на головні рога 1 і 5, цим запобігається оплавлення головних контактів.

Внаслідок наявності дуття дуга переходить на допоміжні рога 2 та 4, у результаті чого вмикається в дію допоміжна котушка магнітного дуття 3. При спільній дії головної і допоміжної котушок магнітного дуття дуга отримує подальше подовження. Подовжена дуга при зіткненні з холодними прошарком повітря, стінками і перегородками камери інтенсивно деіонізирується і гасне при струмі, не перевищуючому вимикаючої здатності вимикача. Дугогасильна камера такого типу застосовується на швидкодіючих вимикачах типу ВАБ-43. Недоліком камер цього типу є те, що їх конструкція не дозволяє розтягувати на велику довжину дуги значної потужності.

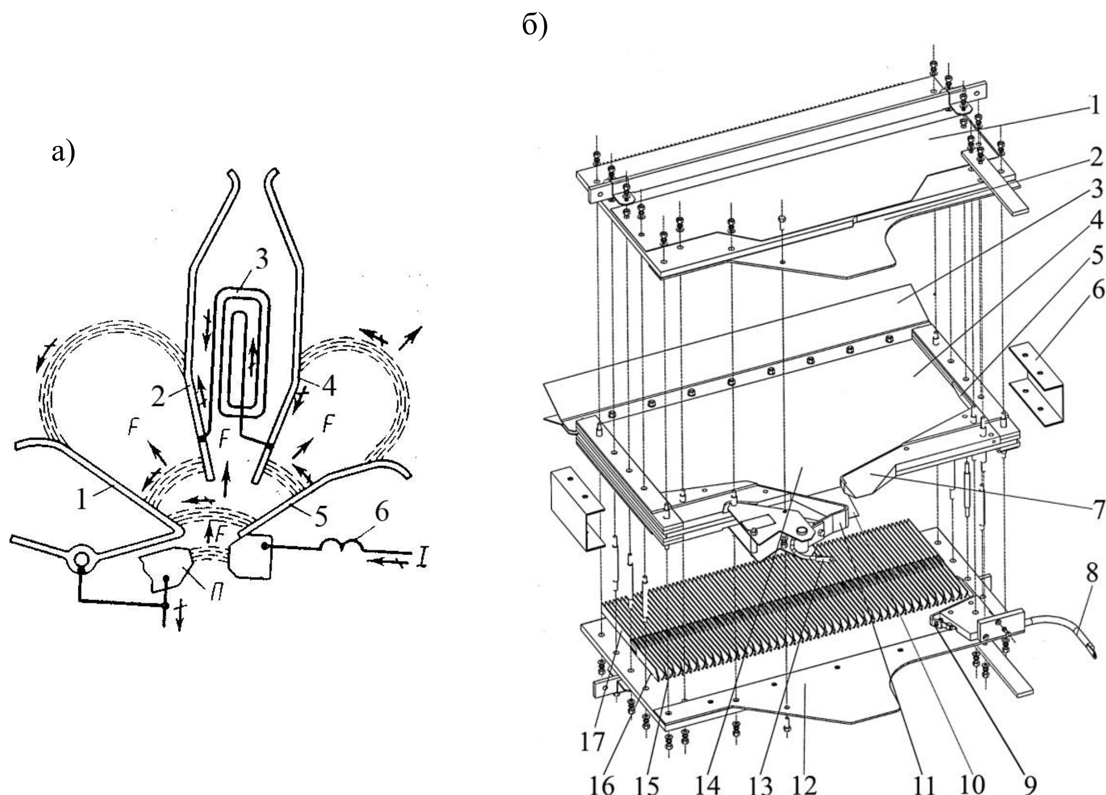


Рис. 8.12 Гасіння дуги в швидкодіючих вимикачах:
а) принцип гасіння дуги постійного струму; б) дугогасильна камера КВD-3/50b

Дугогасильна камера лабіринтно-щілевого типу, здатна розтягувати дугу до 4,5м, застосовується на вимикачах типу АБ-2/4. Магнітне дуття в камері здійснюється сильно розвинутими полюсами, які прилягають до камери зовні з двох її сторін.

Лабіринтно-щілинна камера здатна гасити дуги зі струмом до 20 кА. Для відключення великих струмів необхідно дугу розтягти до 5-6 м. У цьому випадку дуга, розтягуючись по лабіринтним щілинам,не гасне. Магнітне дуття виштовхує дугу за межі камери, і вона, іонізуючи повітряне середовище, перекидається на заземлені залізні конструкції, викликаючи пожежу в РП-3,3 кВ. Через цю причину на фідерах 3,3 кВ

розташовують по два ШВ. У двох ШВ дугу можна розтягувати до 8 - 9 м, не боячись викиду її за межі камери.

Дугогасильна камера з автоматичним вмиканням активного опору в вимикаючий ланцюг самою дугою і одночасним дрібненням дуги на ряд дрібних дуг значно збільшує вимикаючу здатність вимикача будь - якого типу.

Розглянемо конструкцію та принцип роботи дугогасильної камери на прикладі дугогасильної камери типу KBD-3/50b швидкодіючого вимикача серії BWS типу LHUO (рис. 8.12, б).

Дугогасильна камера складається з двох суміжних відсіків, з'єднаних електрично послідовно. Ці відсіки закриті правою 12 та лівою 2 стінками з ізоляційними накладками 1, а за допомогою накладок 6 дугогасильна камера збирається у єдине ціле.

Середня секція 4 є ізолятором та слугує загальною стінкою для обох відсіків. Відсіки камери споряджаються дугогасильними рогами:

- перший відсік – дугогасильний ріг 9, з'єднаний з «+» клемою 8 та внутрішнім рогом;
- другий відсік – дугогасильний ріг 11, з'єднаний з «-» клемою 13 та внутрішнім рогом.

Обидва ці дугогасильні роги з'єднані електричною мідною перемичкою 5. Дугові провідники 7 та 10 проводять електричну дугу в обидва відсіку камери. У верхній частині камери розташовуються де іонізаційні 15 та 16 пластини, а також ізоляційні 17 пластини. Ізоляційна секція 4 закінчується кришкою 3, яка запобігає перекриттю відсіків. Камера споряджується металевим екраном, який захищає довкілля від електромагнітних перешкод.

Дуга гаситься на деіонізаційних пластинах 15 та 16, де на кожній пластині відбувається втрата напруги біля 40 В. Ізоляційні пластини 17 подовжують дугу та поліпшують вимикаючу здатність. У процесі вимикання струму дуга створює в обох відсіках камери два вітка, які обумовлюють сильний магнітний викид.

Тепер розглянемо конструкцію та принцип роботи швидкодіючих вимикачів серії ВАБ-43, ВАБ-49 та ВАБ-206.

Вимикач автоматичний швидкодіючий ВАБ-43 4000/30 Л-УЧ (ВАБ-43) призначений для захисту установок та ліній постійного струму при короткому замиканні і недопустимих перенавантаженнях. В коло, що захищається, ВАБ-43 передбачено вмикати тільки по два послідовно.

Будову ВАБ-43 показано на рис. 8.13, а. Його кінематична схема у відключеному, майже вимкненому, ввімкнутому положеннях наведена на рис. 8.14 та розподіл магнітних потоків показано на рис. 8.13, б. Всі рисунки розглядають спільно, при цьому на них прийняті однакові цифрові позначення деталей.

Блок швидкодіючого приводу (рис. 8.13, а, б та 8.14, а) містить у собі: електромагніт, що складається з верхнього 17 та нижнього 22 брусків, чотирисекційної тримаючої котушки 20, П-образного осердя 26 з вимикаючою котушкою 25 (вона також використовується в якості котушки управління) і розмагнічуючого витка 60, якоря 24, магнітного шунта 19 та індукційного шунта 23 на шині 21; механізм вільного розчеплення, що складається з магнітопровідної скоби 30, осердя 29, защіпки 40 з пружиною 31 та якірка 28 з пружиною 59.

Блок сигналізації (рис. 8.13, а та 8.14, а), закріплений на скобі 30 через ізолятори, складається з блок-контактів 37, важіля 38 з механічним показником увімкненого та вимкненого положень ВАБ-43, пружини 36, регулюючої гайки 34, ізоляційної основи 32, металевих екранів 33 та 35, тяги 39.

Контактний блок (рис. 8.13, а та 8.14, а) складається з: шини 13; нерухомого контакту 14 з котушкою магнітного дуття; полюсів магнітного дуття 15; закріплених на нерухомому контакті; рухомого контакту 50, який через гнучкі зв'язки 46 з'єднані з

шиною 21; скоби 52 з натиском 48 і ізоляційним екраном 49, закріпленим на тій же металевій основі, що і рухомий контакт гнучких зв'язків 10, з'єднуючих нерухомий і рухомий контакти з рогами 9 та 12 дугогасильної камери. Всі збірні деталі контактного блоку встановлені на ізольованій основі 16. Головні контакти 14 та 50 із срібними накладками захищені від обгорання дугогасильними контактами 51 та 54. Дугогасильний контакт 51 обертається по осі 53 і електрично зв'язаний гнучким зв'язком 58 з головним рухомим контактом 50. Між скобою 57, закріпленою на рухомому контакті, і дугогасильним контактом 51 встановлена пружина 55, натиснення якої на контакт 51 регулюється гайкою 56. Рухомий контакт зв'язаний з швидкодіючим приводом тягою 45, що проходить через отвір в осі 43. На тязі є гайки 47 для регулювання натиску пружини 44 та натиск 42. Тяга 45 за допомогою виделки і осі 27 зв'язана з важілем 41.

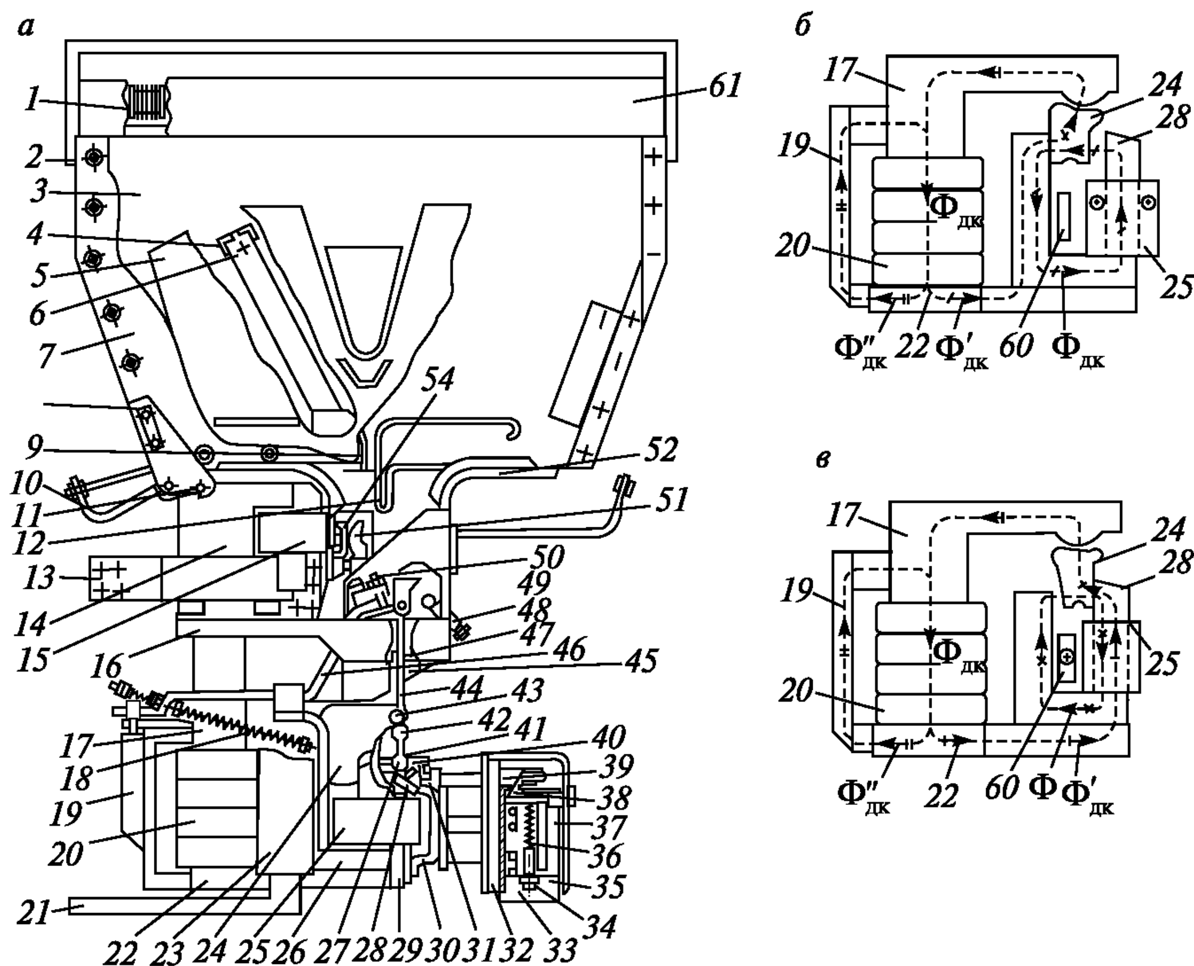


Рис. 8.13 Будова (а) вимикача серії ВАБ43 та його магнітна система початковий момент включення (б) та у включеному стані (в)

У вимкненому положенні ВАБ-43 (рис. 8.14, а) діє магнітний потік тільки тримаючої котушки $Ф_{тк}$ (рис. 8.13, б), який розгладжується на $Ф'_{тк}$ та $Ф''_{тк}$. При вмиканні ВАБ-43 магнітний потік вмикаючої котушки $Ф_{вк}$ направлений назустріч потоку $Ф'_{тк}$ в лівому стрижені П-образного осердя.

Оскільки $Ф_{вк} > Ф'_{тк}$, то відбувається витиснення $Ф'_{тк}$ у правий стрижень П - образного осердя, де він співпадає з напрямком $Ф_{вк}$. Під дією суми магнітних потоків $Ф_{вк} + Ф'_{тк}$, якір 24 перемикається з лівого положення в праве. Однак ні головні, ні дугогасильні контакти замкнутися не можуть, через те що тяга 45, з'єднана з рухомим контактом 50, зупиняється, коли між контактами ВАБ-43 ще є зазор δ_1 (рис. 8.14, б). Це

відбувається через наступну причину. Одночас з перемиканням якоря 24 у праве положення до осердя 29 притягується якірок 28. Пружина 59, напинаючись, переміщує защіпку 40 на зуб важіля 41, зупиняючи рух вгору тяги 45. При цьому стискається пружина 44, яка знаходиться між віссю 43 та гайкою 47 (рис. 8.14, б). Коли вмикаюча котушка 25 знеструмлюється, якір 24 залишається в притягнутому стані, утримуваний магнітним потоком тримаючої котушки.

Якірок 28, раніше притягнутий магнітним потоком розсіювання вмикаючої котушки 25, під дією пружини 59 повертається у вихідне положення, вдаряє по защіпці 40, звільнюючи тягу 45.Стиснута пружина 44, діючи на гайку 47, переміщує вгору тягу 45, здійснюючи замикання спочатку дугогасильних, а потім головних контактів (рис. 8.14, в).

Контакти ВАБ-43 замикаються тільки після того, як знеструмлена котушка вмикання. Цим забезпечується негайне відключення ВАБ-43 при ввімкненні його на коротке замикання. Струм кола, що захищається, проходить по шині 13, котушці магнітного дуття і нерухомому контакту 14, рухомому контакту 50, гнучким зв’язкам 46, розмагнічуючому витку 60 та шині 21 (рис. 8.14, в та рис. 8.13, в).

ВАБ-43 має індуктивний 23 і магнітний 19 шунти (рис. 8.13, а). Перший збільшує швидкодію відключення короткого замикання, другий призначений для плавного регулювання струму уставки спрацьовування. Магнітний потік $Ф_{тк}$ (рис. 8.13, б) ділиться на дві частини: $Ф'_{тк}$ проходить по основному колу, $Ф''_{тк}$ - через магнітний шунт. При переміщенні шунта 19 вгору, зменшується переріз лівої частини магнітопровода, збільшується її магнітний опір, внаслідок чого зменшується потік $Ф''_{тк}$, а потік $Ф'_{тк}$ збільшується та відповідно йому збільшується струм уставки спрацьовування ВАБ-43. Верхнє та нижнє положення шунта відповідають найбільшій і найменшій величинам струму уставки спрацьовування. Магнітний шунт має шкалу уставок спрацьовування. Оперативне відключення здійснюють зняттям напруги з тримаючої котушки. Під дією вимикаючих пружин 18 відбувається перекидання якоря 24 з правого в ліве положення. Верхня частина якоря 24 (рис. 8.14, в) проходить униз шлях δ_2 і вдаряє по натиску 42 тяги 45.Спочатку розмикаються головні контакти 14 та 50, а потім дугогасильні контакти 51 та 54.

Автоматичне відключення лінійного ВАБ-43, поляризованого на прямий струм чи то на струм через вимикач у лінію, відбувається наступним шляхом. Магнітний потік Ф, що створюється частиною струму розмагнічуючого витка 60 (друга частина струму проходить через індуктивний шунт) у правому стрижні П-образного осердя 26 (рис. 8.13, в), спрямований зустрічно магнітному потоку Ф'тк, що створюється тримаючою котушкою 20. Ф'тк витісняється з правого стрижня осердя у ліве, з’єднуючись з потоком Ф, та при досягненні в лінії величини струму уставки спрацьовування відбувається відключення ВАБ-43 під дією магнітної сили та сили відключаючих пружин 18. Цим досягається швидкодія відключення аварійного режиму лінії.

Дугогасильна камера (рис. 8.13, а) складається з зовнішніх подвійних щитів 7, закріплених болтами 2, хустки 8 з прорізом 11, магнітопроводів 6 з наконечниками 4, V-образних щитів 5, внутрішніх розділяючих перегородок 3, рогів 9 та 12, екрана з жалюзями 1 для зменшення викиду іонізованих газів у навколишній простір. Процес гасіння дуги виглядає так. При відключенні ВАБ-43 розмикаються головні 14 та 50, а потім дугогасильні 51 та 54 контакти.

Виникаюча на дугогасильних контактах дуга видується вгору магнітним полем, котушкою і полюсами магнітного дуття 15. Потрапивши на рога 12, дуга під дією магнітного поля втягується в щілину, попередньо розгортається і, піднімаючись вгору, попадає на ріг 9. З цього моменту дуга ділиться на дві частини і горить у двох різних секціях. Принцип гасіння дуги в обох секціях аналогічний, при цьому розглянемо процес гасіння дуги в одній із них. Дуга горить і розтягується між рогами 9 та 12. Розтягнута до

верхніх кінців V-образних перегородок 5 дуга повністю виходить у широку щілину, обмежену зовнішніми стінками і внутрішніми перегородками. В широкій щілині дуга стабілізується, охолоджується і гасне. Внаслідок стабілізації дуги при її гасінні ВАБ-43 не створює великих перенапруг.

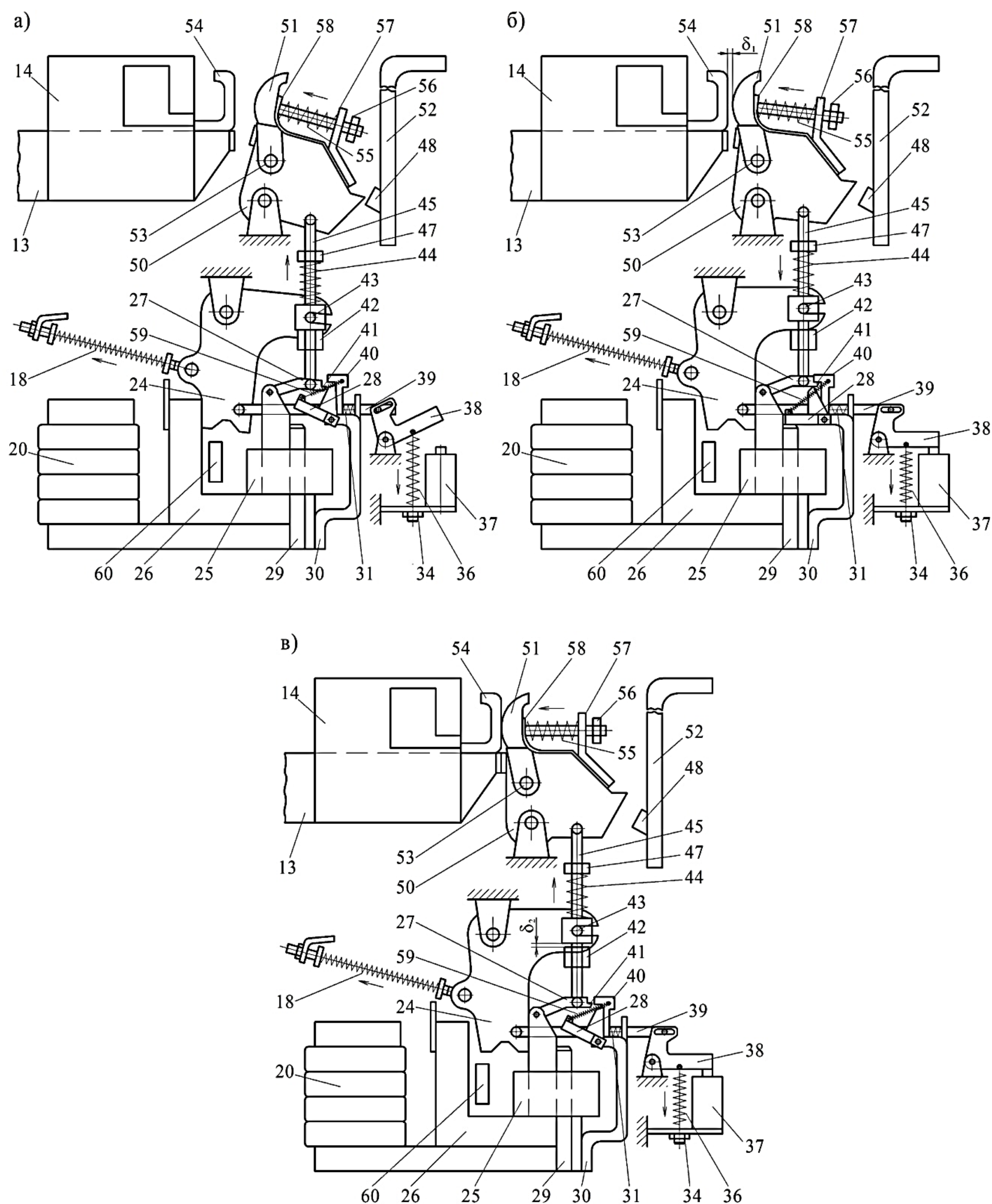


Рис. 8.14 ВАБ-43:
а) відключене положення; б) передвключене положення; в) включене положення.

Управління ВАБ-43 може бути на оперативному струмі напругою 110 В та 220 В (рис. 8.15). Принципова відмінність цих схем полягає в застосуванні транзисторів Т для стабілізації струмів у колах тримаючих котушок YAT, оскільки від постійності струму в них залежить точність роботи ВАБ-43 на задану установку струму спрацьовування. Для

напруги 110 В застосовано транзистор p-n-p, а для напруги 220 В – транзистор типу n-p-n. Тримаючі котушки увімкнені в колах колекторів транзисторів. Величина струму колектора залежить від величини та знака напруги на базі. Незалежно від коливань напруга оперативного струму зі стабілітрона VD1 на базі транзистора подається незмінна від'ємна напруга та додаткова напруга у схемі. В обох схемах стабілітрони увімкнуті у коло 5-8 через діоди і резистори. Крім цього, на стабілізацію колекторного струму діють резистори R4, підключені до емітерів та колекторів транзисторів. Резистори R1 служать для установки струму YAT до значення (0,5÷0,05) А. Обидві схемі аналогічні, тому розглянемо тільки роботу схеми управління напругою 220 В.

Для ввімкнення ВАБ-43 замикають коло 3-4 кнопкою SBC. Збуджується контактор KM, контакти якого замикають коло 1-2. Збуджується котушка ввімкнення YAC, проводячи першу стадію ввімкнення ВАБ-43. Замикаються блок-контакти QF1, QF3 та розмикаються QF2. Блок -контактами QF2, QF3 утворюються кола сигналізації ввімкненого (9-12) та відключеного (7-10) положення вимикача. QF1 замикає коло 3-6 блокуючого реле KBS. Останнє своїми контактами розмикає коло 3-4, контактор KM вимикається, зникає збудження вмикаючої котушки YAC, здійснюється ввімкнення ВАБ-43. Реле KBS ставиться на самопідживлення через контакт KBS2. Доки контакт SBC замкнутий, реле KBS буде під струмом і якщо в цей період вимикач автоматично вимкнеться, контактор KM не отримає живлення, тому що коло розімкнеться контактом KBS. Для повторного включення необхідно відпустити кнопку SBC.

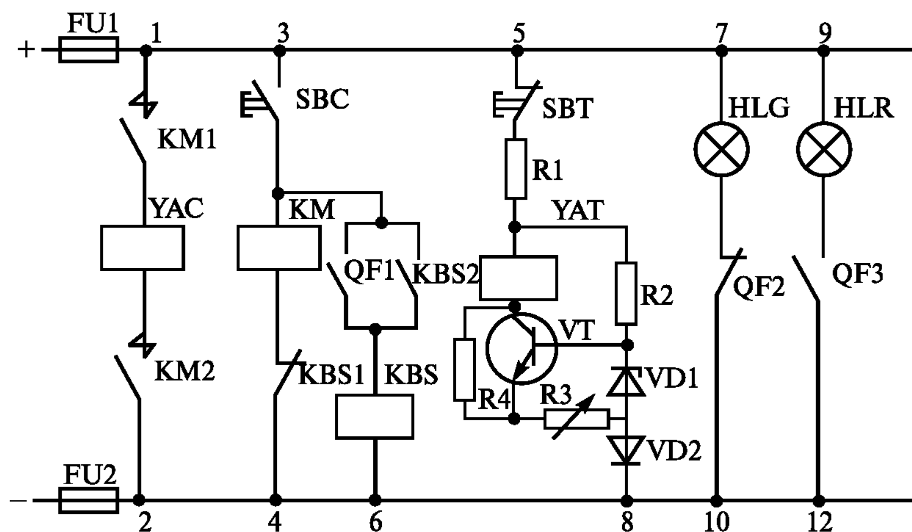


Рис. 8.15 Схема керування ВАБ-43

Відключення вимикача виконується кнопкою SBT, контакт якої розмикає коло 5-8 тримаючої котушки YAT. Після зникнення струму в котушці YAT вимикач вимикається вимикаючою пружиною. Розрядний струм, який виникає під дією проти ЕРС тримаючої котушки, замикається через резистори R2, R3, R4. Стабілітрон VD1 подає постійну напругу на перехід «база-колектор» транзистора VT, який підтримує стабільний струм у тримаючій котушці YAT. Резистор R3 призначений для початкового регулювання струму тримаючої котушки.

Вимикачі серії ВАБ-49 розроблені на основі вимикачів серій ВАБ-28 та ВАБ-43 але мають значні конструктивні особливості. Виробляються чотири модифікації вимикача: ВАБ-49-3200/30-Л-УХЛ4 на 3200А та ВАБ-49-5000/30-Л-УХЛ4 на 5000 А і застосовуються тільки по два при з'єднанні послідовно; ВАБ-49/1-3200/30-Л-УХЛ4 та ВАБ-49-4000/30-К-УХЛ4 на 4000 А і застосовуються в одиночному виконанні. Літера Л вказує на те, що вимикач встановлюється на лініях постійного струму для захисту їх від струмів КЗ, а літера К вказує на те, що вимикач встановлюється в якості катодного на

перетворювачах змінного струму в постійний для захисту від зворотних струмів. Всі вимикачі виготовляються на номінальну напругу 3300 В, а найбільшу робочу – 4100 В, призначені для роботи у районах з помірним та холодним кліматом, в закритих приміщеннях, що опалюються.

Вимикач серії ВАБ-49 складається з полюса, дугогасильної камери, реле РДШ [10].

Оперативне керування вимикачем здійснюється за допомогою станції керування.

Полюс вимикача ВАБ-49-3200/30-Л-УХЛ4 складається з контактного блоку та привода. Привод із вхідними в нього низьковольтними колами (котушкою й блоками-контактами) установлений на потенціалі землі (на скобі 1) й ізольований від силових струмоведучих частин ізоляторами 2, 24 і тягою 25. Корпус привода має заземлюючі затискачі і закритий з боків кришками (рис. 8.16).

Привод вимикача містить у собі електромагніт, що складається з магнітопроводу 44, котушки 43, головного якоря 45 та якоря вільного розчіплювання 36, що обертаються на одній осі 42, проміжного триплічого важеля 41, установленого на головному якорі 45 і з'єднаного з ним віссю 34, контактної пружини 27, відключаючих пружин 47 й упору 46 головного якоря. Електромагніт закріплений у корпусі 32, на якому встановлені з двох сторін блокувальні контакти 28. Механічний покажчик положення вимикача 35 розташований з торця привода.

Контактний блок на 3200 А складається з котушки магнітного дуття 11 з нерухомим контактом 10, магнітопроводу дуття 12, дугогасильного рога 15, нерухомого контакту, підшипника 13 для установки дугогасильної камери, об'єднаних у єдиний вузол і встановлених на панелі 9. Контактний блок також містить у собі головний рухливий контакт 8, установлений на сталеву скобу 22 через вісь 4, вивідну шину 5, з'єднану з рухливим контактом гнучкими зв'язками 6, і дугогасильного рога 18 рухливого контакту, закріпленого на скобі 19,22.

На головному рухомому контакті 8 установлений дугогасильний контакт 16 і пружина 21. Вузол рухомого контакту з'єднаний з вузлом нерухомого контакту ізолятором 7. Весь контактний блок з'єднаний із приводом ізоляторами 2,24 й ізоляційною тягою 25 з регулювальною втулкою 31, що служить для установки провалу головного контакту. Для з'єднання контактного блоку з камерою є гнучкі зв'язки 14 й 20.

Привод вимикача захищений від можливого перебросу дуги ізоляційними екранами 26 та 29. Для регулювання зазору між рогом 15 та контактом 16 у передувімкненому стані використовується гвинт 38, який закріплюється контргайкою 39 на якорі 36 механізму вільного розчеплення та зв’язується з сережкою 33 за допомогою вісі 37.

Вікно 49 у додатковому магнітопроводі 5 катодного вимикача слугує для пропускання шини 6 розмагнічуючого витка, який необхідний для автоматичного вимикання вимикача (рис. 8.21).

Контактні блоки на 4000 й 5000 А мають посилені струмоведучі частини.

У вимкненому стані вимикач знаходиться на рис. 8.18, а. Головний якір 2 під дією пружин відтягнутий до лівого стрижня 1 магнітопроводу, тяга утримує рухомий контакт 5 у вимкненому стані. Упор 4 обмежує хід рухомого контакту, який нормально не повинен торкатися упору. Гнучкий зв’язок 3 з’єднує рухомий контакт з шиною контактного виводу (на рис. 8.18, а зв’язок показаний частково).

Для вмикання вимикача необхідно подати живлення струмом до 40 А на котушку вимикача. Головний якір 2 (рис. 8.18, б) притягнеться до лівого стрижня осердя, переборюючи зусилля пружин. Якір 9 механізму вільного розчеплення притягується до правого осердя магнітопроводу, утримуючи рухомий контакт 5 та дугогасильний 6 у передввімкненому стані через тягу 7. Якір 9 обмежує хід тяги 7 важелем 8. Притягнення головного якоря викликає перемикання блок-контактів. Після зменшення струму до 0,6 А у котушці вимикача відбувається повне вмикання вимикача.

Камера (рис. 8.17) складається з азбоцементних зовнішніх щитів 13 та 14 і внутрішніх перегородок 16, відділених від зовнішніх щитів брусками 15. Між внутрішніми перегородками встановлені роги 1 та 11. Між зовнішніми щитами 13 та 14 з двох торців камери встановлені дугогасильні блоки 7 і полум’ягасильні жалюзі 8. Зверху й знизу камера закрита кришками 3 та 9. У нижній частині дугогасильного блоку є шпильки 4 для приєднання гнучких зв'язків.

Дугогасильний блок по обидва боки камери складається з набору сталевих мідних пластин, розділених ізоляційними пластинами, зібраних на ізоляційних стрижнях. Полум'ягасильні жалюзі складаються з тонких сталевих пластин, розділених ізоляційними шайбами й зібраними на ізоляційних стрижнях.

Виникаюча на дугогасильних контактах дуга видувається нагору магнітним полем, створюваним котушкою 11 з магнітопроводом 12, переходить із дугогасильного контакту 16 на ріг 18 (рис. 8.16) і втягується в дугогасильний блок 7, розбиваючись на ряд коротких дуг, що горять між сталевими пластинами 20. При досягненні заданого рівня напруги відбувається спад струму короткого замикання, і дуга гасне. Вихлоп розпечених газів за межі камери обмежується жалюзями 8, де відбувається їхнє часткове охолодження (рис. 8.17).

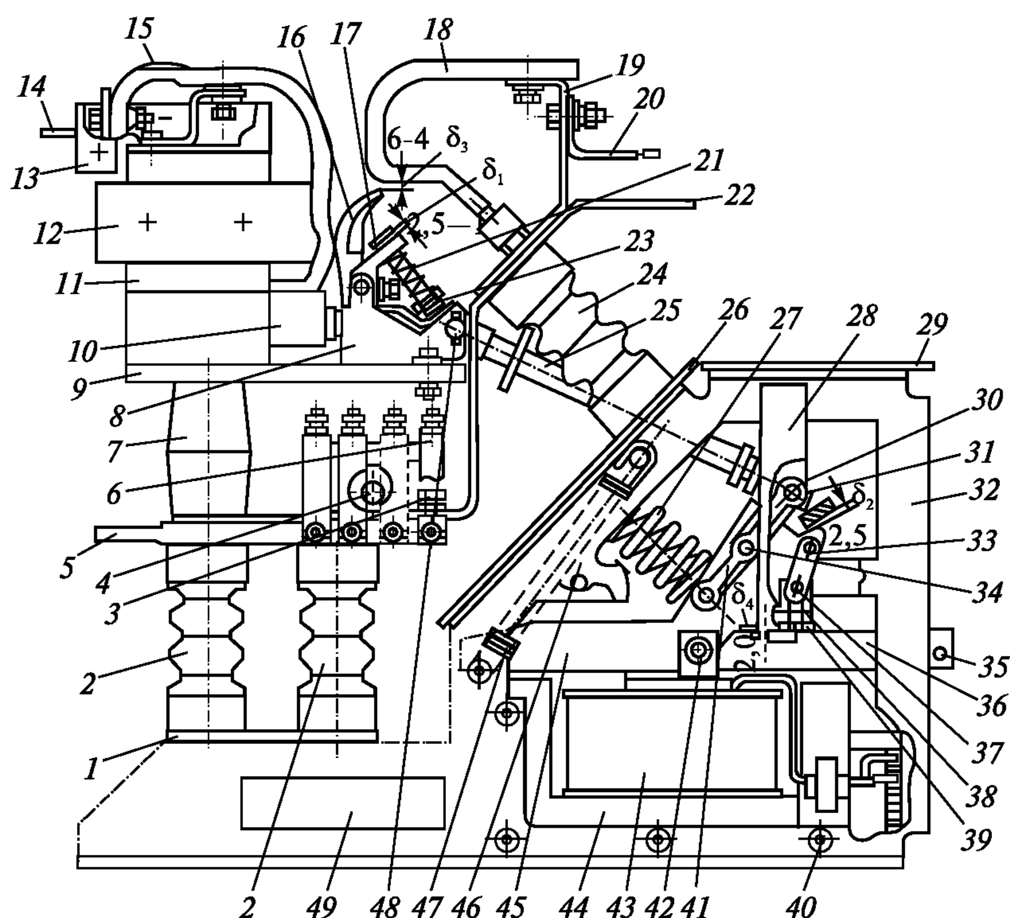


Рис. 8.16 Швидкодіючий вимикач постійного струму ВАБ-49:

1,19,22 – скоби; 2,7,24 – ізолятори; 3,46,49 – натиски; 4,30,34,37,42 – вісі; 5 – шина; 6,14,20 – гнучкі зв’язки; 8 – рухомий контакт; 9 – панель; 10 – нерухомий контакт; 11 – котушка магнітного дуття; 12 – магнітопровід; 13 – підшипник; 15,18 – рога; 16 – дугогасильний контакт; 17 – болт; 21,23,27,47 – пружини; 25 – тяга; 29 – екран; 28 – блокувальні контакти; 26 – втулка; 31 – втулка; 32 – корпус; 33 – сережка; 35 – вказівник стану вимикача; 36,45 – якорі; 38 – гвинт; 23,39 – гайки; 40 – шпилька; 41 – важіль; 43 – котушка; 44 – магнітопровід; 48 – плашка; 49 – вікно.

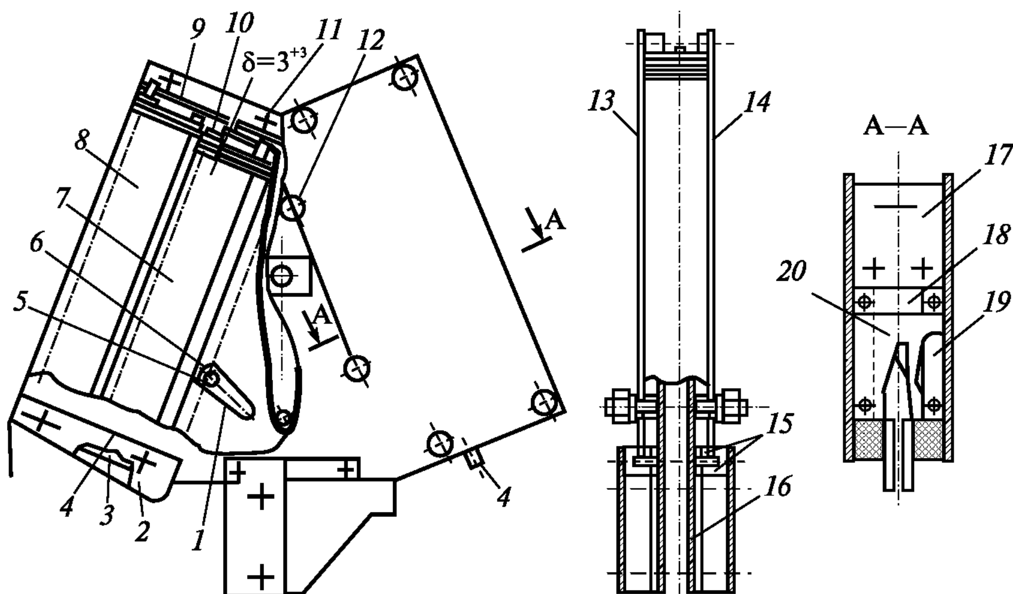


Рис 8.17 Дугогасильна камера вимикача ВАБ-49:
1,11 – рога; 2 – пластина для встановлення камери на полюс; 3,9 – кришки; 4,5 – шпильки; 6 – шайба; 7 – дугогасильний блок; 8 – жалюзі; 10 – ізоляційний стрижень; 12 – гайка; 13,14 – щити; 15 – бруски; 16 – перегородки; 17,18,19 – пластини; 20 – сталева мідяна пластина.

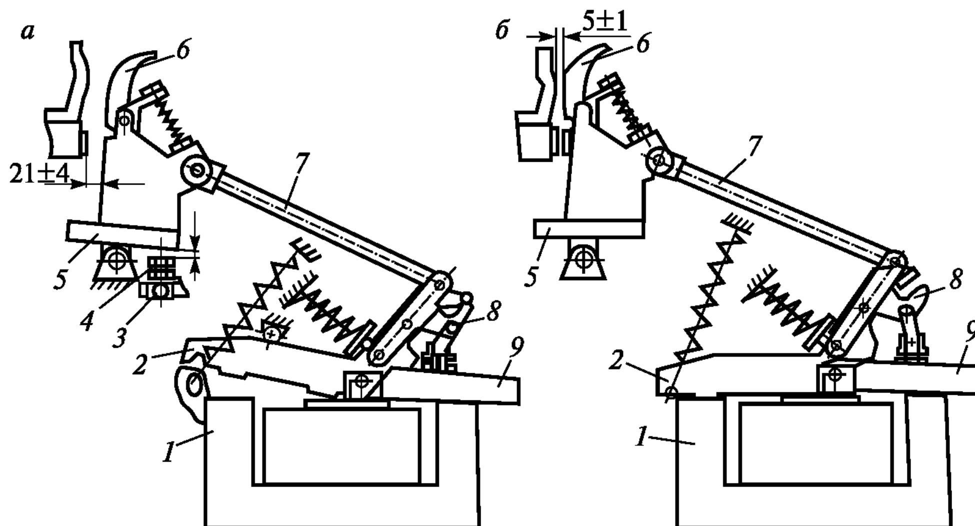


Рис.8.18 Механізм вимикача:
а) вимкнутий стан; б) передувімкнений стан.

За допомогою пластин камера встановлюється на контактний блок і при відкиданні обертається на осі. Поворот камери обмежується тягами. Конструкція камер типу А и типу Б однакова, і розрізняються вони тільки габаритами й масою.

Реле РДШ служить для подачі сигналу на відключення вимикача, розриваючи коло котушки утримання вимикача. РДШ виготовляють на номінальний струм 3000 А (РДШ-1) та 6000 А (РДШ-2). Диференційним елементом реле є шина 8 (рис. 8.19), розділена на дві паралельні гілки нерівного перерізу. На гілці меншого перерізу розташовані пластини 9 з електротехнічної сталі. До шини 8 приєднаний магнітопровід 7 з якорем 6. На магнітопроводі 7 встановлена планка 1 зі скобою 2. До скоби 2 приєднана шкала 3 з чотирма значеннями уставки, які вказує стрілка 4, уставка регулюється пружиною 5,

зазор, який змінюється δ, рухомий розмикаючий контакт 10 міцно зв'язаний з якорем 6, що забезпечує швидкість реле.

Робота реле заснована на вимірюванні різниці струмів гілок, які проходять крізь магнітопровід 7. Гілки шини 8 зроблені вісімкою, у результаті чого, проходячи крізь магнітопровід 7 струми I_1 та I_2 ,спрямовані назустріч. Величина струму гілки залежить від її опору. При повільній зміні струму захисного кола, характерного для нормального режиму роботи, струми у гілках шини відрізняються один від одного несуттєво, оскільки визначаються активними опорами їх гілок, які мають невелику різницю. При короткому замиканні струм у захисному колі зростає дуже швидко, та співвідношення між струмами двох гілок визначається головним чином їх індуктивним опором. Але через те що на шину меншого перерізу насаджені стальні пластини 9, її індуктивний опір буде великий, струм I_2 малий та різниця струмів I_1-I_2 зросте. Під дією цієї різниці струмів у магнітопроводі 7 складається потік, достатній для швидкого притяжіння якоря 6 та розмикання контактів 10.

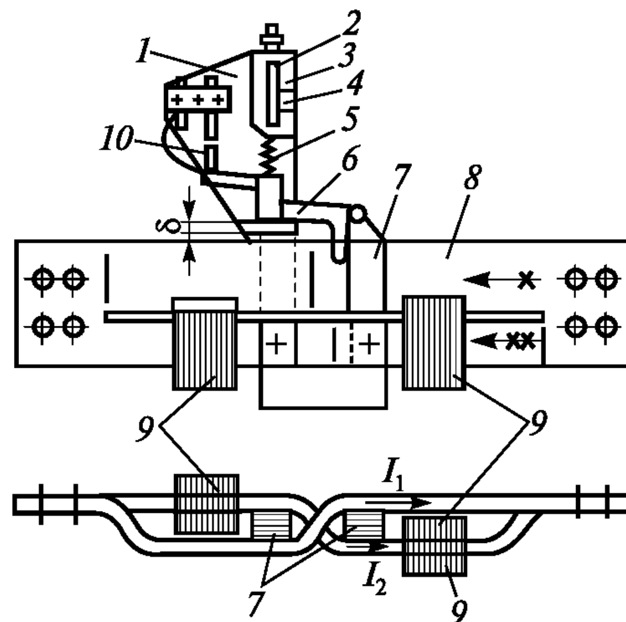


Рис. 8.19 РДШ (реле-диференціальний шунт)

Уставка регулюється натягом пружини і гайкою при певному зазорі δ, залежно від струму уставки. За допомогою котушки 43 здійснюється непряма перевірка уставок реле.

Станція керування складається з ізоляційної панелі, на якій встановлений контактор, реле блокування, конденсатори, резистори.

Приєднання станції керування до джерела живлення й вимикача здійснюється через блок затискачів. При приєднанні станції керування до лінійного вимикача дотримання полярності джерела живлення не потрібне. Для катодного вимикача необхідно погодити полярність силового кола та котушки управління привода 43 (рис. 8.16).

Принципова електрична схема вимикача показана на рис. 8.20 і розглядається разом з рис. 8.16.

Включення вимикача відбувається при замиканні кнопкового вимикача SBC (3-6) у результаті чого подається напруга на котушку контактора КМ, що, спрацьовуючи, замикає свої контакти в колі котушки YA (1-2), і по котушці протікає струм, що включає вимикач. Головний якір 45 притягається до лівого краю магнітопроводу 44, а якір вільного розчіплювання 36 - до правого, утримуючи рухливий контакт 8 через тягу 25, проміжний важіль 41 і сергу 33 у розімкнутому стані. Вимикач переходить у

передвключене положення. У результаті притягання головного якоря 45 перемикаються блоки-контакти 28.

Блокувальний контакт KB2 замикає коло котушки реле блокування KB (5-6) що, спрацьовуючи, розмикає коло котушки контактора KM і стає на самопідживлення, шунтуючі блок-контакт KB2. Контактор KM відключається, і струм у тримаючій котушці YA вимикача знижується приблизно до 0,6 А.

Головний якір 45 залишається в притягнутому положенні, а якір вільного розчіплювання 36 відпадає, звільняючи контакт 8. Контакти вимикача замикаються, при цьому між планкою, привареною до щік головного якоря 45, і середнім плечем проміжного важеля 41 утвориться зазор δ_2, що забезпечує провал головних контактів.

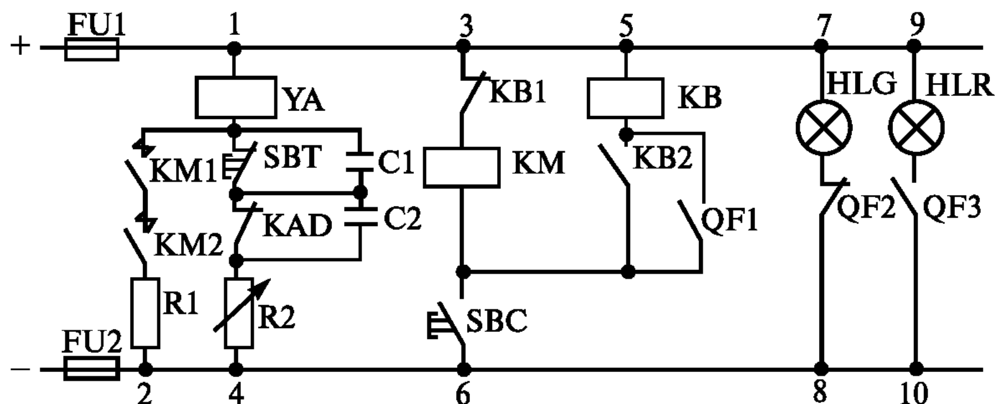


Рис. 8.20 Схема управління вимикачем ВАБ-49

Блокувальне реле KB служить для запобігання багаторазових включень і відключень вимикача в тому випадку, коли аварійний струм виникає в захищеному колі у момент включення вимикача при натиснутому кнопковому вимикачі SBC.

Реле KB, спрацьовуючи, розриває коло котушки контактора KM і не дозволяє контактору повторно включитися, якщо вимикач відключився від аварійного струму.

Для повторного включення вимикача необхідно відпустити кнопковий вимикач SBC і знову натиснути його.

При оперативному відключенні вимикача розмикається кнопковий вимикач SBC і розривається коло котушки YA. Під дією пружин 27 й 47 головний якір починає рухатися й розмикаються контакти вимикача. Якір зупиняється упором 46. Блокувальні контакти перемикаються.

При коротких замиканнях або перевантаженні в захищеному колі лінійний вимикач відключається після розмикання контактів реле РДШ у колі котушки (рис. 6.23). Реле РДШ чутливе до крутості наростання струму: при швидкому наростанні аварійного струму в момент короткого замикання величина уставки реле знижується. Це викликано тим, що ,проходячи через магнітопровід 7, струми двох областей шини 8 спрямовані назустріч один одному.

При короткому замиканні аварійний струм у захищеному колі зростає швидко, і співвідношення між струмами двох областей визначається індуктивним опором. Через те що на область меншого перетину насаджені сталеві пластини шунта 9, її індуктивний опір буде великим. Різниця струмів зростає, і реле спрацьовує раніше, ніж струм захищеного кола досягає величини статичної уставки.

При повільному наростанні струму в захищеному колі величина різниці струмів визначається співвідношенням активних опорів двох областей шини 8. Невелика різниця струмів створює магнітний потік, і з появою в захищеному колі струму, рівного струму уставки реле РДШ, якір 6 притягається до магнітопроводу 7, розмикаючи контакти, розташовані на планці 1.

Паралельно контактам реле РДШ включені конденсатори С1, С2. При розмиканні контактів реле РДШ, завдяки наявності конденсаторів, у колі котушки 43 виникає коливальний процес спадання струму. За рахунок його негативної напівхвилі знищується залишкова намагніченість магнітопроводу 44, що забезпечує швидкодію вимикача.

Процес відключення надалі відбувається так само, як при оперативному відключенні.

Процес автоматичного відключення катодного вимикача відбувається під дією магнітного потоку $Ф_2$ у додатковому магнітопроводі 5, що охоплює вивідну шину 6 (рис. 6.25).

При напрямках потоків $Ф_1$ і $Ф_2$, зазначених на рис. 6.25, відбудеться відключення. При зміні напрямку струму в шині 6 і потоку $Ф_2$ відключення відбутися не може.

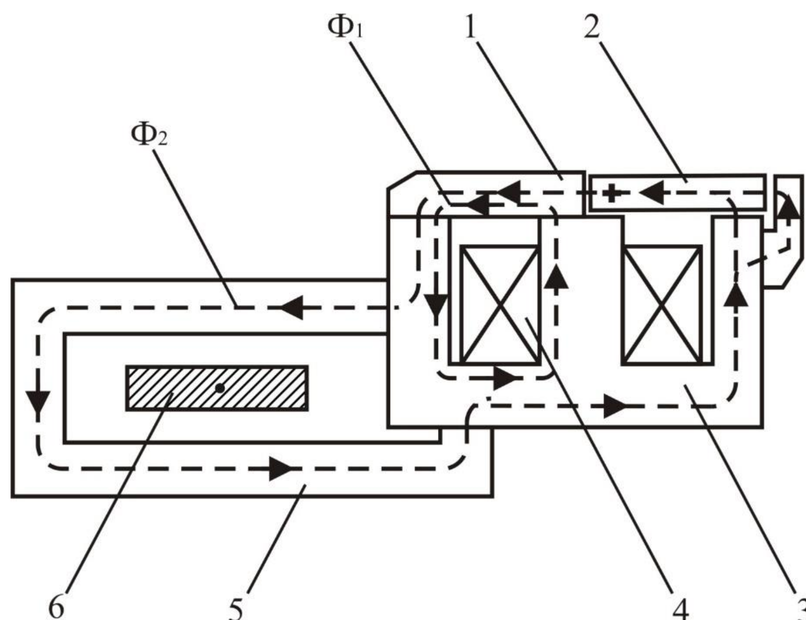


Рис. 8.21 Магнітна система катодного вимикача:
1 – головний якір; 2 – якір вільного розчеплення; 3,5 – магнітопровід; 4 – котушка; 6 – шина.

Швидкодіючі автоматичні вимикачі постійного струму серії ВАБ-206 (рис. 8.22) призначені для захисту від струмів перевантажень та короткого замикання в колах постійного струму тягових підстанцій та лінійних пристроїв тягового електропостачання електрифікованих залізниць з номінальною напругою 3,3 кВ.

Вимикачі встановлюються по одному в комірках фідерів контактної мережі тягових підстанцій, на постах секціонування та пунктах паралельного з'єднання. Вимикачі мають неполяризоване (ВАБ-206-4000/30-Л) та поляризоване (ВАБ-206-4000/30-К) виконання.

Завдяки особливостям конструкції вимикачі ВАБ-206 можуть застосовуватись для встановлення на викатних елементах малогабаритних комірок розподільних установок.

Загальний вигляд полюса наведений на рис. 8.23.

Вмикання та утримання в увімкненому стані здійснюється за рахунок привідного електромагніту. Привідний електромагніт вимикача розташований на потенціалі землі (на рамі 1) та ізольований від головних контактів вимикача на повну випробувальну напругу.

Електромагніт привода складається з магнітопроводу 2, котушки управління 5 та якоря 9, який обертається на вісі 8. Також на вісі 8 закріплюється якір механізму вільного розчеплення 6. Якір 9 зв'язаний через пружини 13, важіль 10, вісь 11 з ізоляційною тягою 15. Тяга 15 через вісь 16 з'єднана з важелем 33, який жорстко зв'язаний з рухомим

контактом 25. Пружини 13 забезпечують натискання головних контактів, а пружина 7 забезпечує вимикання та утримання якоря 9 та рухомого контакту 25 у вимкненому стані.

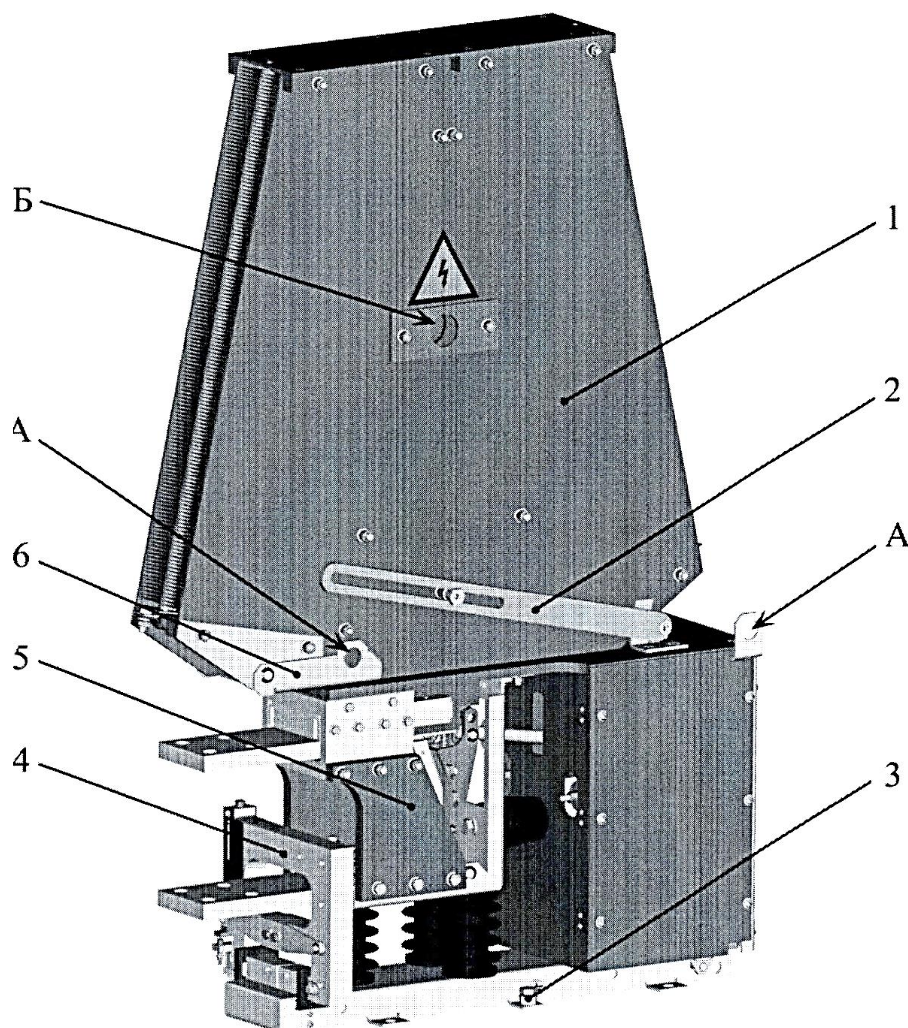


Рис.6.22 Швидкодіючий вимикач постійного струму серії ВАБ-206

1 – дугогасильна камера; 2 – тяга; 3 – болт заземлення; 4 – реле струму; 5 – полюс; 6 – підшипник; А – отвори для транспортування без дугогасильної камери; Б - отвір для транспортування дугогасильної камери.

Контактний блок складається з нижньої вивідної шини 31, яка закріплена на рамі 32, рухомого контакту 25, який з'єднаний з шиною 31 гнучкими зв'язками 18 та обертається на вісі 34, нерухомого контакту 24, який з'єднаний з котушкою магнітного дуття 26, та верхньою вивідною шиною 28. Нерухомий контакт закріплений на ізоляційних стінках 29. На рамі 32 та нерухомому контакті 24 встановлені дугогасильні рога 19 та 23.

Рухомий контакт 25 та нерухомий контакт 24 мають срібні напайки, які захищаються від обгару дугогасильним контактом 21. Контактне натискання дугогасильного контакту 21 створюється пружиною 18. Гайка 17 слугує для регулювання провалу дугогасильного контакту. Всі вузли контактного блоку встановлені на ізоляторах 35. Контактний блок через ізолятор 36 з'єднаний з магнітопроводом 2 привідного електромагніту. Підвід струму здійснюється через верхню шину 28 та нижню шину 31. На рамі 1 маються два болта заземлення 37. Крім того на полюсі встановлені деякі елементи схеми управління вимикачем, які наведені на рис. 6.28.

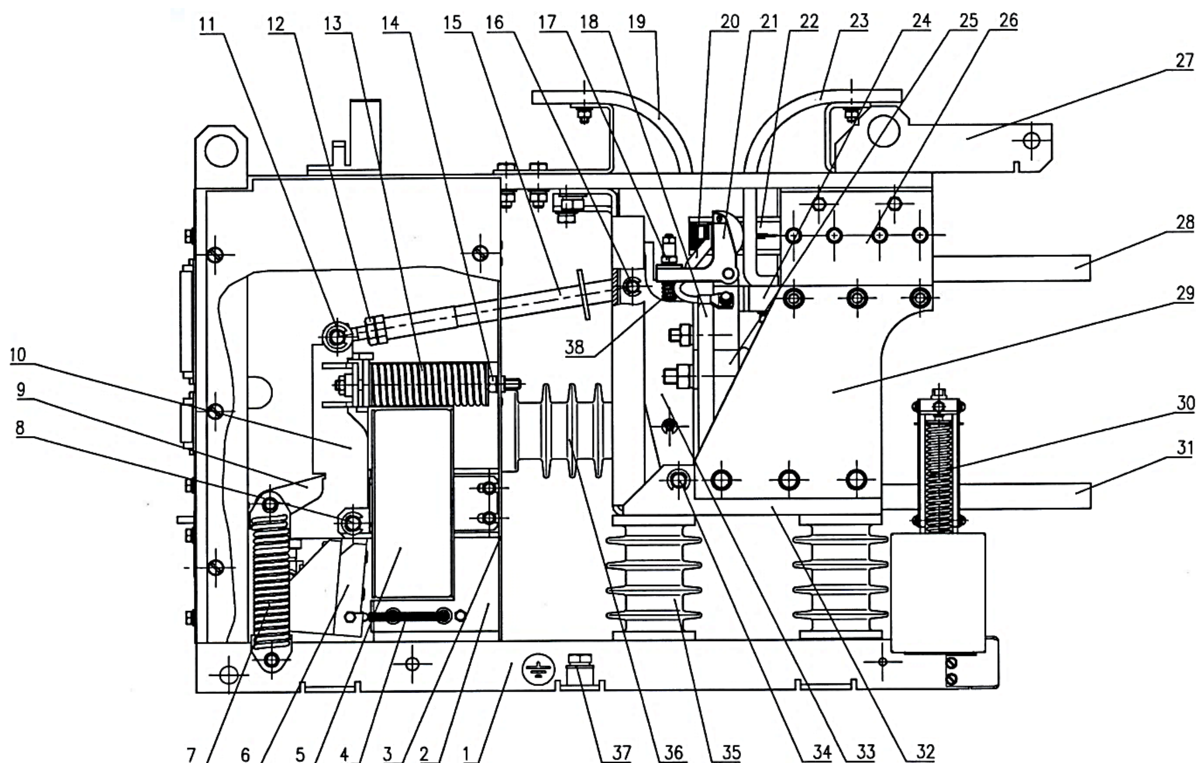


Рис 8.23 Полюс швидкодіючого вимикача постійного струму серії ВАБ-206

1 – рама; 2 – магнітопровід; 3 – ізоляційний кран; 4 – пружина; 5 – котушка управління; 6 –якір механізму вільного розчеплення; 7- пружина; 8 – вісь; 9 – якір; 10 – важіль; 11 – вісь; 12 – гайка; 13 – пружина; 14 – гайка; 15 – тяга; 16 – вісь; 17 – гайка; 18 – гнучкий зв'язок; 19 – ріг; 20 – гнучкий зв'язок; 21 – дугогасильний контакт; 22 – магнітопровід; 23 – ріг; 24 – нерухомий контакт; 25 – рухомий контакт; 26 – котушка магнітного дуття; 27 –підшипник; 28 – шина; 29 – стінка; 30- реле струму; 31 – шина; 32 – рама; 33 – важіль;34 – вісь; 35 – ізолятор; 36 – ізолятор; 37 – болт заземлення; 38 – пружина.

Блок сигналізації (рис. 8.24) являє собою набір допоміжних блок-контактів 6, які перемикаються під дією важіля 4, встановленого на якорі 9 (рис. 8.23). Кінець важіля 4 (рис. 8.24), крім цього, слугує механічним вказівником увімкненого або вимкненого стану вимикача. Також на полюсі встановлені реле струму 2 та блок конденсаторів 3, який електрично зв’язаний з контактами реле струму 2 (рис. 8.24) та 30 (рис. 8.23). Для електричного монтажу встановлені роз’єми 5 (рис. 8.24).

Реле струму (рис. 8.25) складається з магнітопроводу 1, який у нижній частині розділений на дві паралельні магнітні гілки. На гілку меншого перерізу насаджені короткозамкнені кільця 5 з міді. До магнітопроводу 1 через ізоляційну планку 7 прикріплені контакти 8. На шкалі 11 вказані значення струмів уставки. Крім того на магнітопроводі 1 за допомогою вісі 4 та важелів 3 встановлений якір 2. На важелях 3 через ізоляційну колодку 10 закріплена контактна планка 9. Уставка реле регулюється стисканням пружини 12 за допомогою болта 14. Між пружиною 12 та пробкою 13 встановлена стрілка 16, яка вказує значення струму уставки на шкалі 11. Реле струму вимикає вимикач, розриваючи коло котушки управління 5 (рис. 8.23) вимикача.

Дугогасильна камера (рис. 8.26) являє собою два паралельних дугогасильних щита 1, між якими встановлені пластини підвищеної дугостійкості 6. Між пластинами підвищеної дугостійкості 6 розташовані допоміжні рога 3 та 4. Крім того між щитами 1 знаходяться дугогасильний блок та блок іскрогасильних пластин.

Дугогасильний блок являє собою набір з мідних сталевих дугогасильних пластин 14, ізольованих одна від одної за допомогою ізоляційних пластин 10. Крім того, в дугогасильний блок входять додаткові ізоляційні пластини 15, які слугують для ізоляції дугогасильних пластин 14 від блоку іскрогасильних пластин. Дугогасильний блок зібраний на склопластикових стрижнях 11. Блок іскра гасильних пластин являє собою набір тонких металевих пластин 16, зібраних на стрижнях 8. Пластини електрично ізольовані одна від одної за допомогою ізоляційних шайб 9. Зверху та знизу камера закрита дугостійкими ізоляційними кришками 5 та 12. З боку на камеру встановлені підшипники 7 та гайки 13 для кріплення камери на полюс. Крім того встановлені додаткові пластини 2 для транспортування камери.

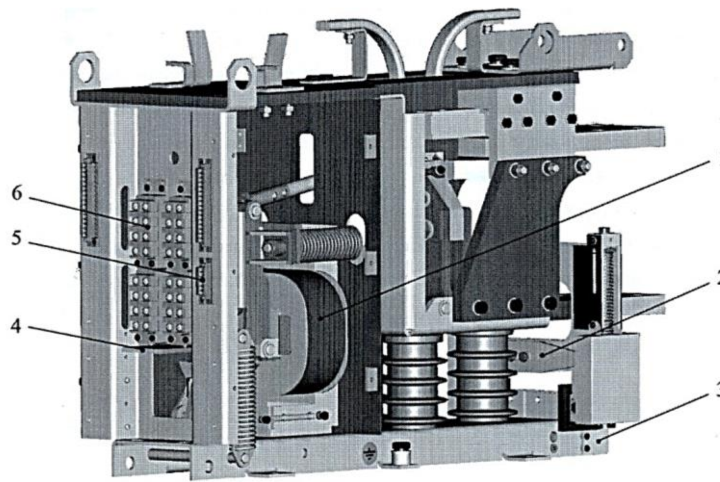


Рис 8.24 Елементи схеми управління які встановлені на полюсі:
1 –котушка управління; 2 – реле струму; 3 – блок конденсаторів; 4 – важіль; 5 – роз'єм; 6 – блок допоміжних контактів.

Електрична дуга, яка виникає при вимиканні вимикача між дугогасильним контактом 21 (рис. 8.23) та рогом 23, затягується у дугогасильну камеру під дією магнітного поля, яке створюється котушкою магнітного дуття 26. Струм головного кола, протікаючи по котушці магнітного дуття, викликає намагнічування магнітопроводу магнітного дуття 22. Під дією магнітного поля дуга переміщується з дугогасильного контакта 21 на ріг 19. Переміщуючись між рогами 19 та 23, дуга опиняється у дугогасильній камері 1 (рис. 8.22). При подовженні дуга розтягується між допоміжними рогами 3 та 4 (рис. 8.26) та потрапляє у дугогасильний блок, де розбивається між сталевими дугогасильними пластинами 14 на короткі дуги. Коли сумарна напруга на низці послідовних коротких дуг досягає певного значення, струм знижується і дуга погасає. Для обмеження викиду полум'я та іонізованих газів дугогасильна камера закрита іскрогасильними пластинами з обох боків. При проходженні розігрітих газів між іскрогасильними пластинами 16 здійснюється їх деіонізація, що дозволяє зменшити безпечну відстань до ізоляційних екранів 3 (рис. 8.23) та заземлених частин.

В комплект з вимикачем входить також станція управління. Для напруг 110 та 220 В постійного струму може використовуватись резистивна станція управління або електронна станція управління. Для напруги 220 В змінного струму використовується тільки електронна станція управління.

Розглянемо резистивну станцію управління, як найбільш поширену. Вона складається з ізоляційної панелі 7 (рис. 8.27), на якій розташована апаратура станції: контактор 1, проміжне реле 2, блок конденсаторів 3, резистори 5 та 6. У нижній частині панелі мається клемний ряд 4, через який станція управління приєднується до джерела

живлення, вимикача та до кнопок управління. Принципова електрична схема управління вимикачем наведена на рис. 6.32.

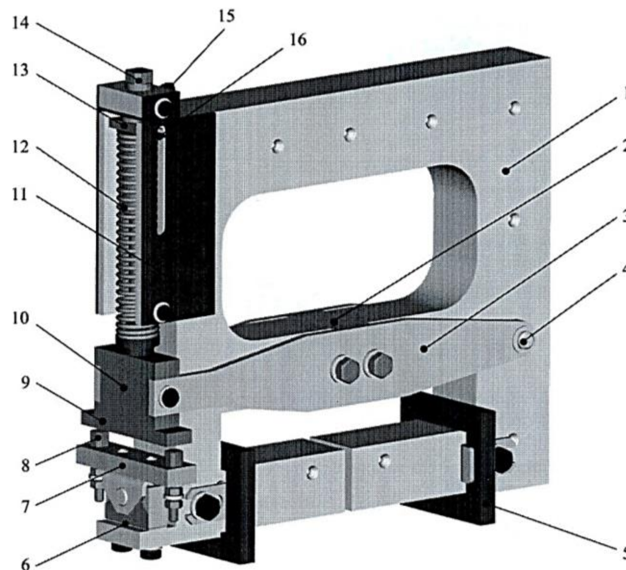


Рис. 8.25 Реле струму:
1 – магнітопровід; 2 –якір; 3 – важіль; 4 –вісь; 5 – кільце; 6 – прокладка; 7 – планка; 8 – контакт; 9 – контактна планка; 10 – колодка; 11 –шкала; 12 – пружина; 13 – пробка; 14 – болт; 15 – болт; 16 – стрілка.

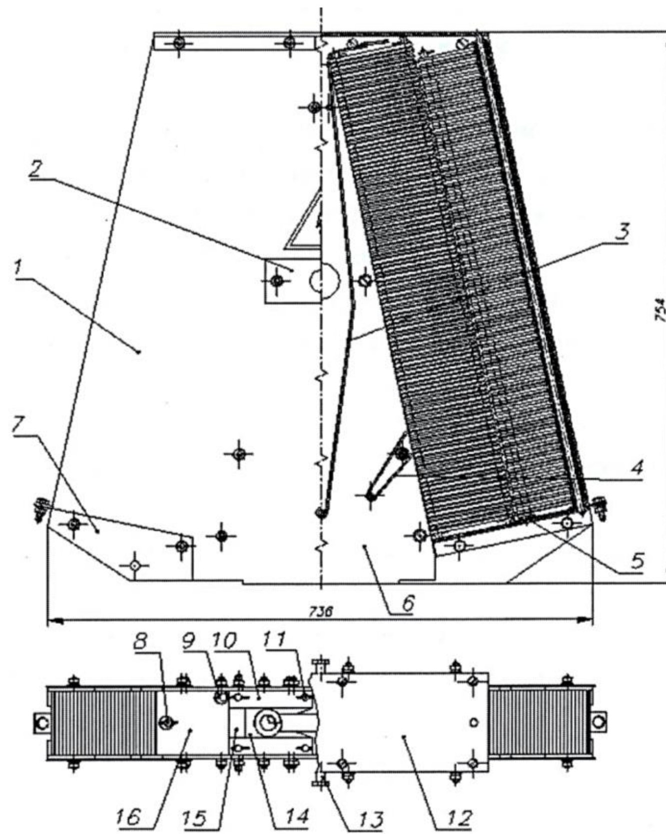


Рис 8.26 Дугогасильна камера:
1 – щит, 2 – пластина, 3 – ріг, 4 – ріг, 5 – кришка, 6 – пластина, 7 – підшипник; 8 – стрижень, 9 – шайба, 10 – пластина, 11 – стрижень, 12 – кришка, 13 – гайка, 14 – дугогасильна пластина, 15 – пластина, 16 – іскрогасильна пластина.

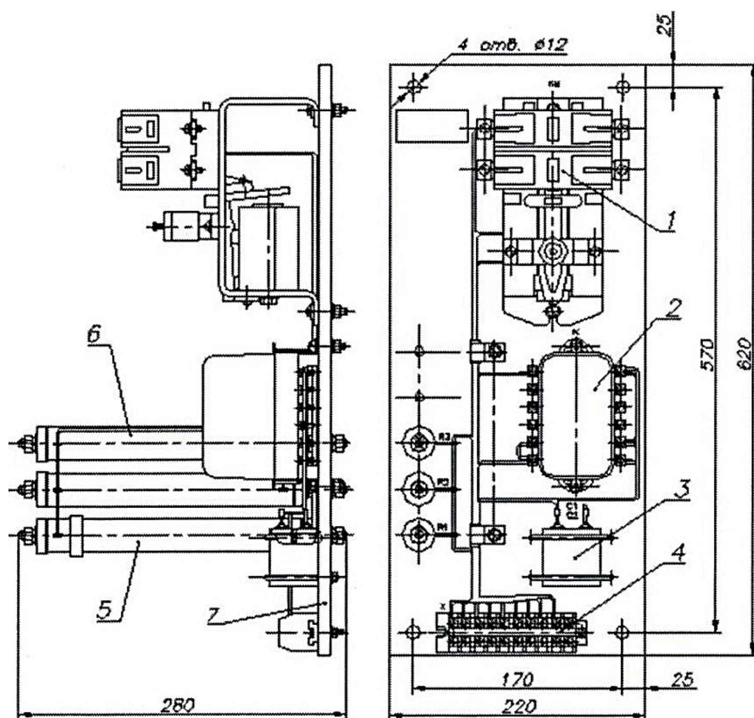


Рис 8.27 Резистивна станція управління:
1 – контактор; 2 – реле; 3 – блок конденсаторів; 4 – клемний ряд;
5 – налагоджуючий резистор; 6 – резистор; 7 – панель.

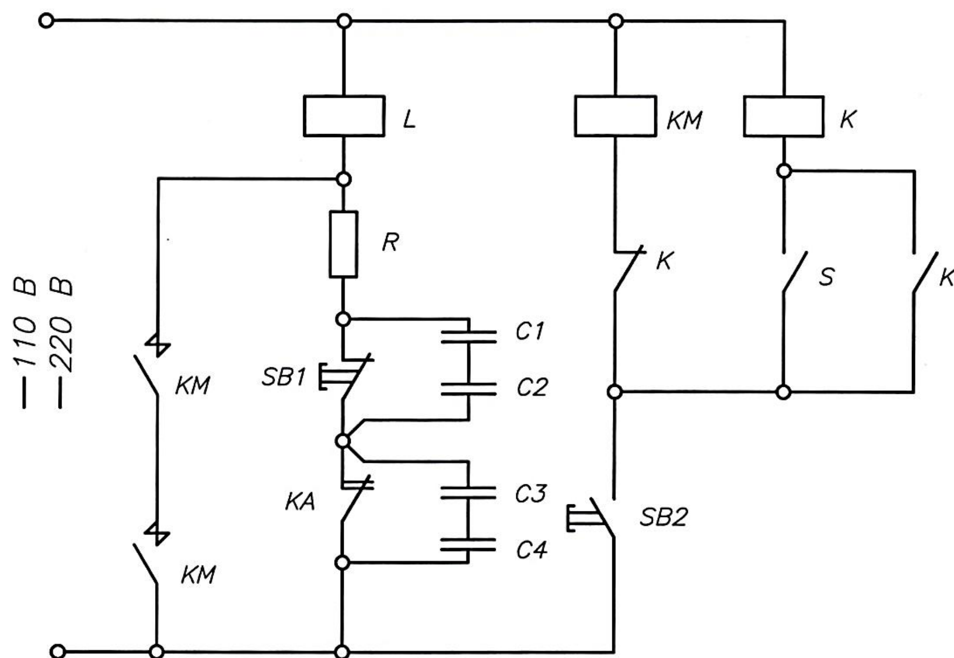


Рис. 8.28 Схема електрична принципова вимикача з резистивною станцією управління:
L – котушка управління вимикачем; КМ – контактор; К – реле; КА – контакт реле струму; S- блок допоміжних контактів; SB1, SB2 – кнопки керування (в комплект поставки не входять); C1...C4 – конденсатори; R – блок резисторів.

Вмикання вимикача здійснюється натисканням кнопки SB2 (рис. 8.28). Подається напруга на котушку контактора КМ, який при вмиканні шунтує своїми контактами блок резисторів R. По котушці управління вимикачем 5 протікає вмикаючій струм. Якір 9

(рис. 8.23) притягується, одночасно притягується якір механізму вільного розчеплення 6, який утримує важіль 10, при цьому пружини 13, які розташовані між якорем 9 та важелем 10 підтискуються. Важіль10 зв’язаний з рухомим контактом 25, тому замикання контактів не відбувається. Вимикач знаходиться у передувімкненому стані, який показаний на рис. 8.29.

Блокувальний контакт S (рис. 8.28) замикає коло котушки реле блокування К, яке при спрацьовуванні, розмикає коло котушки контактора КМ та стає на саможивлення, ще раз шунтуючі блок-контакт S, поки натиснута кнопка SB2.

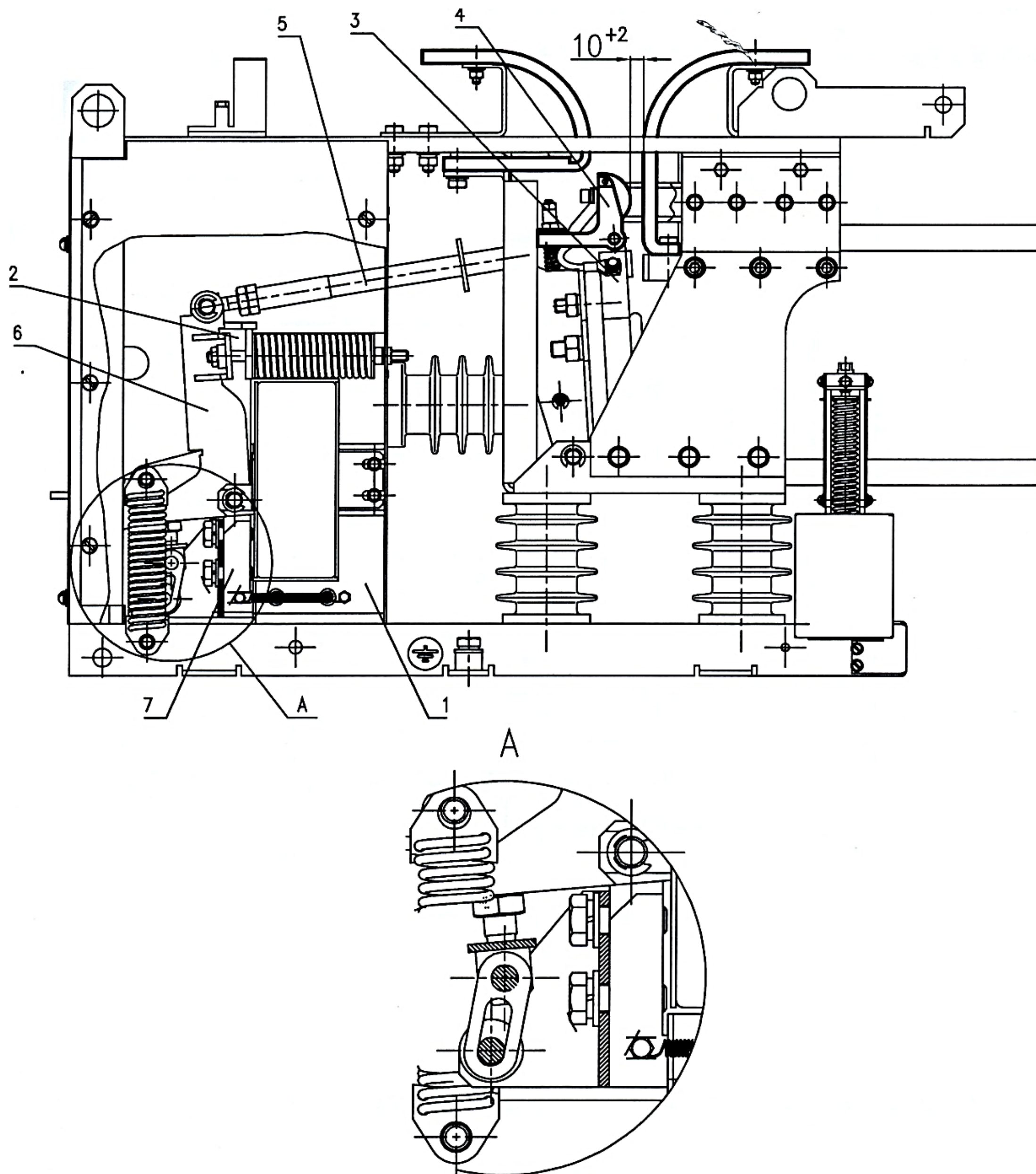


Рис 8.29 Елементи вимикача в передувімкненому положенні:
1 – магнітопровід; 2 – якір; 3 –рухомий контакт; 4 – дугогасильний контакт; 5 – тяга; 6 – скоба; 7 – якір механізму вільного розчеплення.

Блокувальне реле К слугує для запобігання багаторазовому вмиканню та вимиканню вимикача при увімкненні його на коротке замикання у колі (на протязі часу, поки замкнутий контакт кнопки SB2). Для повторного увімкнення вимикача необхідно відпустити кнопку SB2 та ще раз натиснути її.

Після вимкнення контактора КМ та роз шунтування блоку резисторів (рис. 6.32) по котушці 5 протікає утримуючій струм невеликого значення. Цей струм утримує якір 9 (рис. 6.27) в увімкненому стані. Однак значення утримуючого струму недостатньо для утримання якоря механізму вільного розчеплення 6 у притягнутому стані. Якір механізму вільного розчеплення 6 відпадає та звільняє важіль 10. Під дією пружини 13 важіль 10 починає обертатися навколо вісі 8 та через вісь 11, тягу 15 та вісь 16 передає рух на важіль 33, на якому жорстко закріплений рухомий контакт 25. Встановлений на рухомому контакті 25 дугогасильний контакт 21 замикається на ріг 23, який з'єднаний з нерухомим контактом 24. Після вибору провалу дугогасильного контакту замикаються головні контакти вимикача 25 та 24 при цьому між важелем 10 та якорем 9 залишається проміжок 2÷2,5 мм, який забезпечує провал головних контактів. Контактне натискання забезпечується пружинами 13. Вимикач готовий до термінового вимикання.

Оперативне вимикання вимикача здійснюється шляхом натискання кнопки SB1 (рис. 8.28)

При коротких замиканнях або перевантаженнях у колі, яке захищається, вимикач вимикається після розмикання контактів КА (рис. 8.28). реле струму в колі утримуючої котушки вимикача.

Реле струму лінійного вимикача чутливе до крутого зростання струму, при повільному зростанні струму в колі, яке захищається, значення магнітного потоку $Ф_1$, який створює тягове зусилля, визначається співвідношенням магнітних провідностей двох гілок магнітопроводу 1 (рис. 8.30). Магнітний потік $Ф_1$ у верхній гілці магнітопроводу 1 більше, ніж потік $Ф_2$ у нижній гілці, та, при наявності в колі, що вимикається, струму, який дорівнює струму уставки реле струму, якір 2 притягується до магнітопроводу 1, переміщує контакту планку 9 (рис. 8.25), розмикаючі контакти 8.

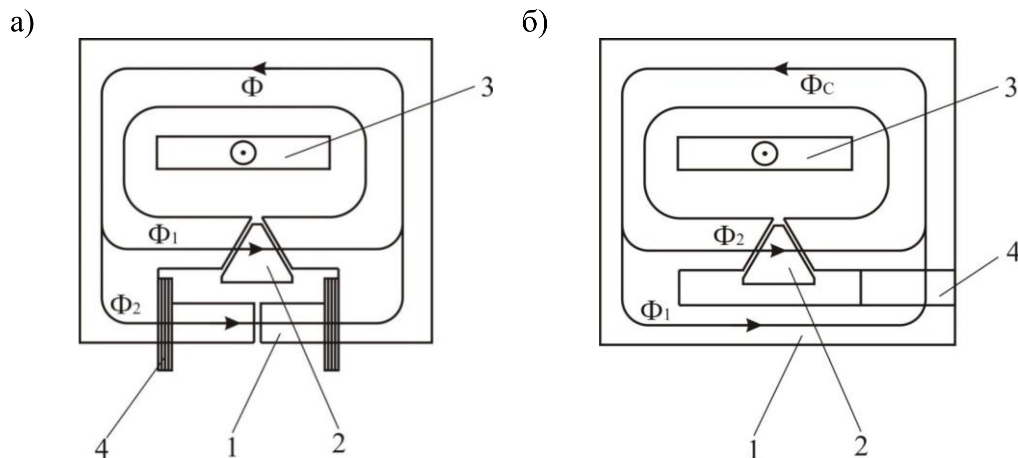


Рис 8.30 Робота реле струму для:
а) лінійного вимикача:
1 – магнітопровід; 2 – якір; 3 –шина; 4 – кільце.
б) катодного вимикача:
1 – магнітопровід; 2 – якір; 3 – шина; 4 – магніт

При швидкому зростанні аварійного струму в момент короткого замикання значення уставки реле знижується. Це пов'язано з тим, що на гілку меншого перерізу насаджені короткозамкнені кільця 4 (рис. 8.30, а) та швидкість зростання магнітного потоку $Ф_2$ у цій гілці буде невеликою через зустрічні потоки, які виникають під дією струму, що індукується у короткозамкнених кільцях. Таким чином магнітний потік $Ф_1$ у верхній гільці магнітопроводу 1 швидко зростає, і реле струму спрацьовує раніше, ніж струм кола, яке захищається, досягне значення струму статичної уставки.

Реле струму катодного вимикача відрізняється тим, що в проміжок магнітопроводу 1 (рис. 8.30, б) уведений постійний магніт 4, при установці якого магнітний потік $Ф_1$ від постійного магніту має аналогічний напрямок з магнітним потоком $Ф_2$, який створюється прямим струмом головного кола. При цьому гілка магнітопроводу, по якій тече сумарний магнітний потік $Ф_С$, входить у насичений стан, її магнітна провідність зменшується , і для притягування якоря 2 необхідний значний струм. При протіканні зворотнього струму потік $Ф_2$ починає текти у зворотньому напрямку, гілка магнітопроводу 1, по якій тече сумарний магнітний потік $Ф_2$, виходить з зони насичення, її магнітна провідність різко збільшується, і для протягування якоря 2 необхідний значно менший струм головного кола.

Паралельно контактам реле струму увімкнені конденсатори С3 та С4 (рис. 8.28). При розмиканні контактів реле струму КА, завдяки наявності конденсаторів, у колі котушки 5 виникає коливальний процес зменшення струму. За рахунок його негативної напівхвилі зникає залишкова намагнічуваність магнітопроводу 2 (рис. 8.23), що забезпечує швидку дію вимикача. Якір 9 під дією пружин 7, 13 б’є по важелю 10, важіль 10 разом з якорем 9 починає обертатися навколо вісі 8 та через ізоляційну тягу 15 обертає важіль 33, на якому жорстко закріплені рухомий контакт 25 та дугогасильний контакт 21. При цьому спочатку розмикається головний рухомий контакт 25, а потім дугогасильний контакт 21, що перешкоджає виникненню електричної дуги між срібними напайками рухомого 25 та нерухомого 24 контактів. При подальшому процесі вимикання під дією пружин 7 елементи вимикача переміщується у стан, вказаний на рис. 8.31 (вимкнений стан вимикача).

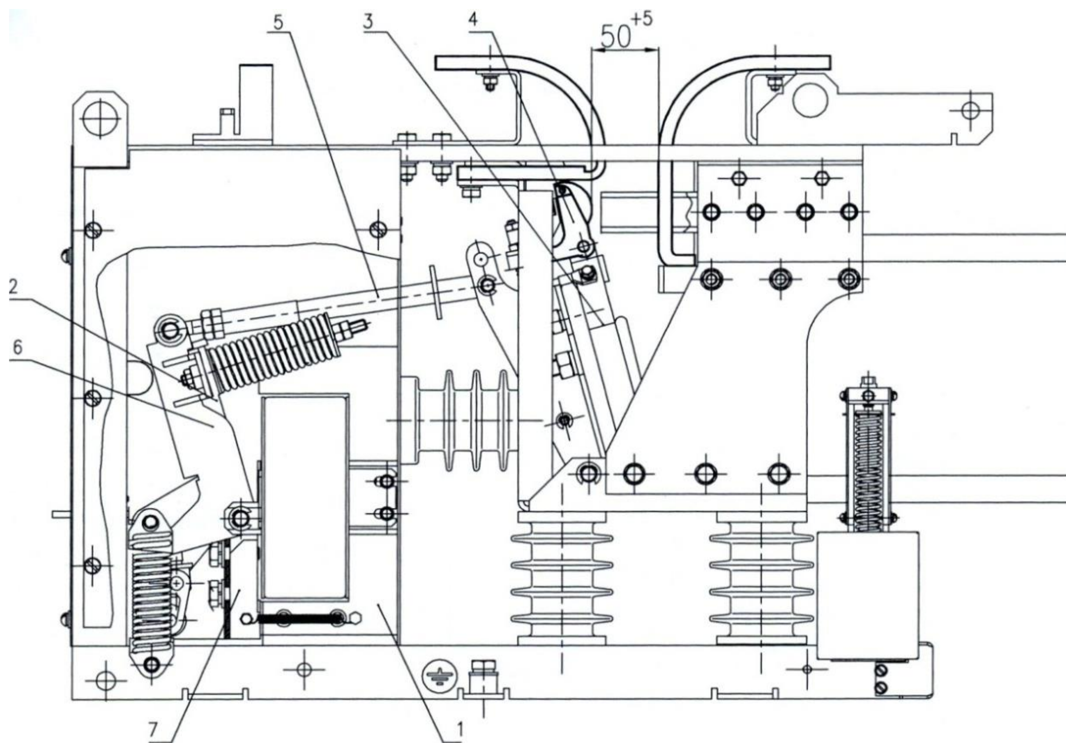


Рис 8.31 Елементи вимикача у вимкненому стані:
1 – магнітопровід; 2 – якір; 3- рухомий контакт; 4 – дугогасильний контакт; 5- тяга; 6 – скоба; 7 – якір вільного розщеплення.

Позначення швидкодіючих вимикачів серії ВАБ складається з літер та цифр:
Літери означають:
ВАБ – вимикач автоматичний швидкодіючий;
Цифри означають:

Перша група цифр – номер конструкції. Наприклад: 49;

Друга група цифр (чисельник) – номінальний струм, А. Наприклад: 4000 А;

Третя група цифр (знаменник) – номінальна напруга, В.

У вимикачів серії ВАБ у знаменнику стоїть цифра 30. Якщо її помножити на 110 В (мінімальна напруга оперативних кіл) то можна отримати номінальну напругу, тобто 3300В.

Літери після цифр вказують на виконання за призначенням, тобто:

Л – максимального струму (лінійний); **К** – зворотного струму (катодний).

Далі можуть стояти цифри 2;4;5;6;7;8 та 9. Вони вказують на напругу кіл керування, тобто:

2 – 220 В постійного струму з резистивною станцією керування;
4 – 110 В постійного струму з резистивною станцією керування;
5 – 220 В постійного струму без станції керування;
6 – 110 В постійного струму без станції керування;
7 – 220 В постійного струму з електронною станцією керування;
8 – 110 В постійного струму з електронною станцією керування;
9 – 220 В змінного струму з електронною станцією керування.

Далі в умовному позначенні вимикача вказується кліматичне виконання та категорія виробу. Наприклад: УХЛ4.

Швидкодіючі вимикачі обираються по призначенню (катодні чи фідерні), по номінальній напрузі та струму по умовам:

$$U_н \geq U_р, \tag{8.13}$$

$$I_н \geq I_{р\ max}, \tag{8.14}$$

де $U_н$ – номінальна напруга вимикача по каталогу, кВ;
$U_р$ – робоча напруга приєднання електроустановки, на якому встановлюють вимикач, кВ;
$I_н$ – номінальний струм вимикача по каталогу, А;
$I_{р\ max}$ – робочий максимальний струм приєднання електроустановки, на якому встановлюють вимикач, А.

Обрані вимикачі перевіряють по здатності вимкнення відповідно умови:

$$I_{нвимк} \geq \kappa_{с.о.} \cdot I_{к\ \ max}, \tag{8.15}$$

де $I_{нвимк}$ – номінальний струм вимкнення вимикача по каталогу, А;
$I_{к\ max}$ – максимальний струм короткого замикання на шинах 3,3 кВ, А;
$\kappa_{с.о.}$ = 0,65 – коефіцієнт струмообмеження, який враховує, що вимикач вимикається раніш ніж струм короткого замикання досягає сталого значення.

Максимальний струм короткого замикання на шинах 3,3 кВ, $I_{к\ max}$, А, визначається по формулі:

$$I_{к\ max} = \frac{1{,}1 \cdot I_{dn} \cdot N}{\frac{N \cdot S_{нт}}{S_к} + \frac{U_к}{100}}, \tag{8.16}$$

де 1,1 – емпіричний коефіцієнт;
I_{dn} – номінальний випрямлений струм прийнятого типу перетворюючого агрегату, А;
N – кількість перетворювачів на підстанції;
$S_{нт}$ – номінальна потужність перетворювального трансформатора, МВА;

$S_к$ – потужність короткого замикання на шинах, від яких живляться перетворювальні агрегати, МВА;
$U_к$ – напруга короткого замикання перетворювального трансформатора, %;
100 – коефіцієнт для перетворення з відсотків у десятинну дріб.

Якщо умова (8.15) не виконується, тобто здатності вимкнення одного вимикача обраного типу не вистачає, то в одному колі послідовно вмикають два вимикача.

8.3.2 Перетворюючі агрегати

Основним обладнанням перетворюючих агрегатів є тягові трансформатори та випрямлячі. Основою випрямлячів є силові напівпровідникові прилади. Застосовуються два основні види силових напівпровідникових приладів – діоди та тиристори.

Силовий кремнієвий діод являє собою нелінійний активний опір, величина якого залежить від полярності та величини прикладеної до нього напруги. Якщо від джерела живлення на анод А діода (рис. 8.32, б) подати позитивний потенціал, а на анод К- негативний, то p-n перехід буде мати малий опір, діод відкриється та через нього буде проходити постійний струм Iпр. При зміні полярності прикладеної напруги p-n перехід буде мати великий опір, діод закритий і через нього буде проходити постійний струм Iзв малої величини.

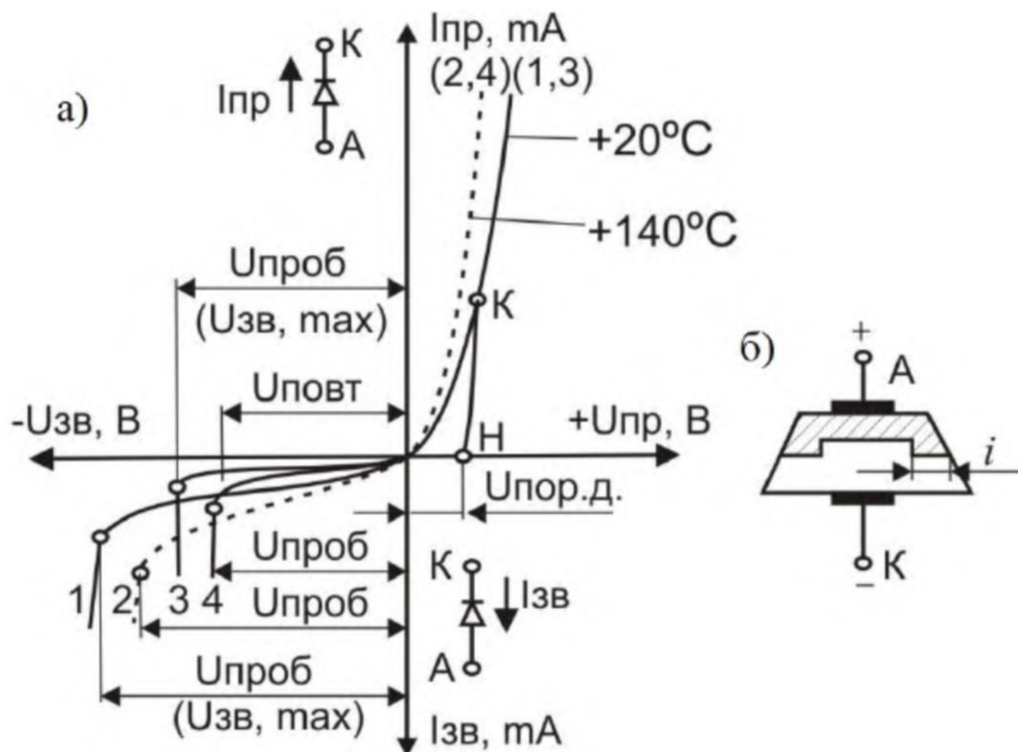


Рис. 8.32 Вольт-амперні характеристики звичайного і лавинного вентилів (а) та ступеневий p-n перехід лавинного вентиля (б)

Основні властивості діоду виражає його статична вольт-амперна характеристика, яка показує залежність постійного струму від прямої Uпр та зворотної Uзв напруги (рис. 8.32, а), характеристики в прямому та зворотному напрямку знімають окремо при прикладенні до діода постійної напруги. Пряма гілка Iпр = f(Uпр) відображає провідний напрямок діода, зворотна гілка [10] Iзв = f(Uзв) - непровідний напрямок. При відповідних значеннях постійної зворотної напруги різко збільшується постійний зворотній струм (різкий загин зворотної вольт-амперної характеристики), що вказує на пробій діода.

Значення зворотної напруги, при якому здійснюється пробій, називається **пробивною напругою** ($U_{ПРОБ.}$). У діодів з звичайною характеристикою пробій викликає незворотній процес, тобто втрату p-n переходом односторонньої провідності.

Принцип дії лавинних діодів заснований на чисто лавинному пробої, який рівномірно розподіляється по всій площині p-n переходу. У звичайних діодів лавинний пробій викликає локальні руйнування p-n переходу (зворотна гілка 4 на рис. 8.32, а).

Щоб запобігти цьому, p-n переходу лавинного діода надають ступеневу форму (рис. 8.32, б) з будівництвом захисного кільця шириною $l \approx 2$мм. Захисне кільце p-n переходу має значну ширину об'ємного заряду та невелику напруженість електричного поля. Цим виключається локальний пробій на віддалених ділянках кремнієвого диску. Крім того, в центральній частині переходу створюються ділянки з низьким зворотнім опором, через які при пробої тече струм. Таким чином зворотній струм рівномірно розподіляється по всій площині p-n переходу, що не призводить до пробою діода. Цим і викликається різкий перегин зворотної гілки 3 (рис. 8.32, а).

Значення постійної прямої напруги в точці перетину Н (рис.8.32, а) лінії КН з віссю напруги називається пороговою напругою діода ($U_{ПОР.Д}$).

На вольт-амперні характеристики кремнієвих діодів істотно впливає температура p-n переходу. На рис.8.32, а показані суцільними лініями характеристики діодів при температурі p – n переходу +20 ^{0}C, а штриховими лініями – при температурі +140 ^{0}C для звичайних (1 та 2) та лавинних (3 та 4) діодів. Зі зростанням температури росте зворотній струм і пробій може здійснитися при менших значеннях пробивної напруги (зворотні гілки 1 та 2). Верхня межа для кремнієвих діодів складає +140°С. Якщо температура перевищує допустимі значення, то діод може вийти з ладу. Тому діоди повинні мати штучне чи природне охолодження.

Конструктивно лавинний діод виконується аналогічно звичайному і відрізняється лише вентильним елементом. Крім того, анодним виходом слугує підвалина, яка закінчується стрижнем з різьбою, на який нагвинчується ребристий охолоджувач.

На рис. 8.33, а показаний у розрізі діод штирового типу ВЛ-200 (вентиль лавинний на граничний прямий струм 200 А). Він складається з кремнієвої пластини 6, до якої припаюють вольфрамові термокомпенсуючі пластини 7, які захищають крихку кремнієву пластину від механічних та теплових напруг та мають коефіцієнт лінійного розширення близький до кремнію. Мідна контактна гайка 5 з припоєм слугує для приєднання внутрішнього гнучкого виводу 4, продовженням якого є зовнішній гнучкий вивід 1. Кришка корпусу 3 ізолюється від уводу скляним ізолятором 2. Їх з'єднання з масивною мідною основою виконується завальцюванням. Цим забезпечується герметизація внутрішніх частин діоду від вологи та бруду, які негативно впливають на електричну міць та нормальну роботу.

На випрямлячах типу ТПЄ(Е)Д використовують таблеточний діод. Він являє собою p-n перехід, що розташований у корпусі 1 (рис. 8.33, б) таблеточної форми з двома плоскими підвалинами, які дозволять використовувати охолоджувачі 2 та 3 з двох боків (рис. 8.33, в). Розташування охолоджувачів з двох боків забезпечує більш інтенсивне охолодження, що дає змогу виготовляти діоди на більш великий граничний струм.

Позначення силових напівпровідникових приладів складається з літер та цифр.

Літери означають: **В** – вентиль; **Л** – лавинний; **Д** – діод; **К** – кремнієвий; **Т** – тиристор. Цифри означають номінальний прямий струм в А та клас по напрузі. У таблеточних діодів перша цифра вказує модифікацію діоду. Номер класу вказує величину зворотної напруги у сотнях вольт, тобто номер треба помножити на 100.

Наприклад: ВЛ-200-10 - вентиль лавинний, номінальний прямий струм 200 А, номінальна зворотна напруга 1000 В.

ДЛ133-500-14 - діод лавинний, 133 модифікація, номінальний прямий струм 500 А, номінальна зворотна напруга 1400 В.

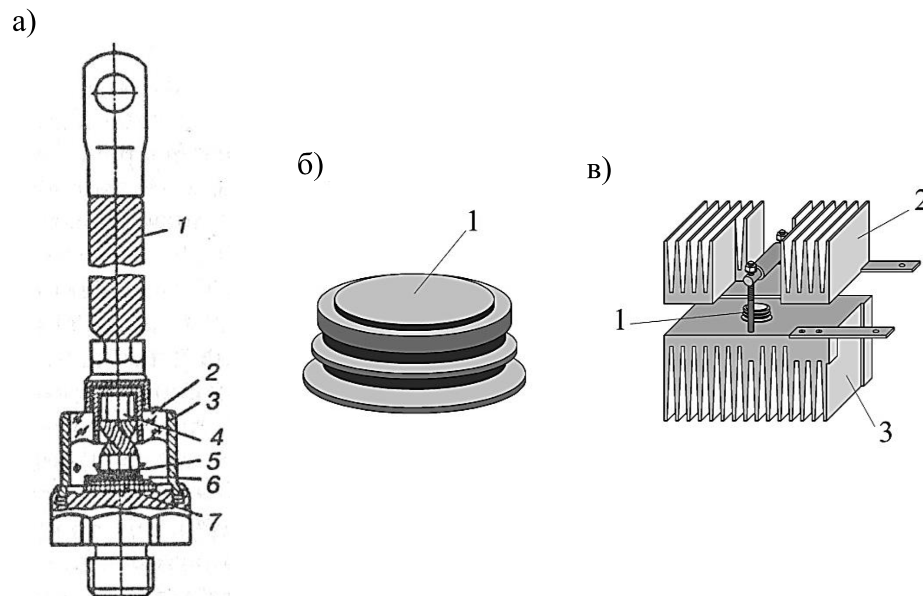


Рис. 8.33 Силові напівпровідникові прилади:
а) діод штирового типу ВЛ-200; таблеточний діод без охолоджувача (б) та з охолоджувачем (в)

Силовий таблеточний тиристор показаний на рис. 834, а. Його кремнієвий елемент 1 має форму диска. Срібні пластичні прокладки 7 та 8 розташовуються з двох боків кремнієвого диску. Керівний електрод 4 притискається пружиною 3 до шару P_3 (рис. 8.34, б) чотирьох шарової структури кремнієвого диску тиристора. Зовнішній вивід 5 керівного електроду слугує для підключення до джерела живлення, створюючи при замиканні кола управління короткочасний імпульс керівного струму для відкривання тиристора. Таблетка розташовується між двома охолоджувачами, які прикладаються до верхньої основи 2 та нижньої мембрани 9, та стискаються двома болтами через пружину та ізолятор. По колу тиристор має кільцевий керамічний ізолятор 6.

Кристал кремнію (рис. 8.34, б) має три p-n переходи $П_1$, $П_2$, $П_3$ з яких $П_1$ та $П_3$ мають пряме, а $П_2$ – зустрічне вмикання по відношенню до полярності прикладеної до аноду А та катоду К напруги $U_{ПР}$. Коли напруга досягає величини $U_{ПЕР}$, а струм $I_{ПЕР}$ здійснюється перемикання тиристора. Для зниження $U_{ПЕР}$ необхідно збільшити керівний струм (струм управління) $I_У$. Певний час тиристор працює як діод, а коли прямий струм $I_{ПР}$ знижується до значення меншого струму утримання $I_{УТ}$, тиристор переходить у закритий стан. При лавинному пробої зворотній струм рівномірно розподіляється по всій площині p-n переходів і це не призводить до аварійного пробою тиристора.

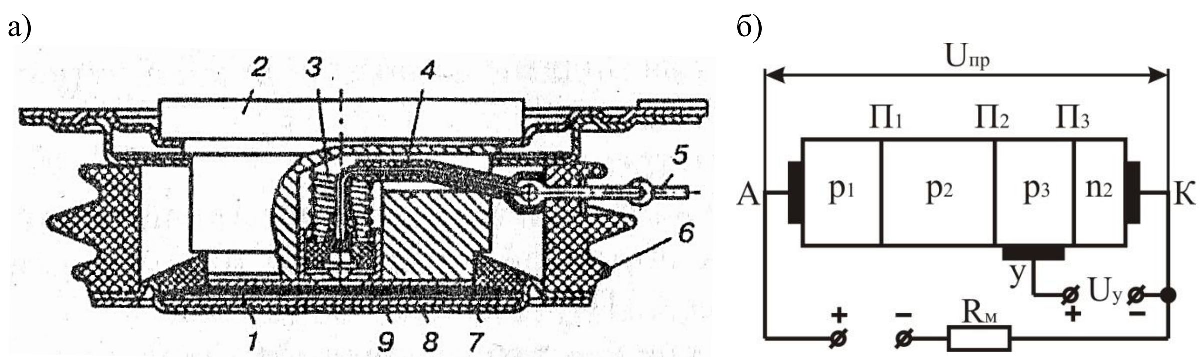


Рис. 8.34 Таблеточний тиристор:
а) конструкція; б) структура.

Послідовне з’єднання діодів застосовується у випрямлячах у тих випадках, коли окремі діоди не мають достатню електричну міць. Кількість послідовно з’єднаних діодів в одній гілці вибирають за максимальною зворотною напругою, що повторюється, $U_{ЗВ.MAX}$ з урахуванням нерівномірності розподілу напруги по діодах. Для вирівнювання напруги на послідовно з’єднаних діодах, а також для захисту їх від перенапруг у процесі комутації діоди шунтують конденсаторами С. Однак це призводить до суттєвого збільшення швидкості зростання прямого струму діода в результаті розряду конденсатора у колі діода при його відкриванні. Цей струм може призвести до надлишкового виділення теплової енергії у кристалі діоду та локальному пробою. Тому послідовно з конденсатором С вмикають резистор R і отримують R-C ланцюжок.

Паралельне з’єднання діодів використовується у тих випадках, коли максимальний допустимий струм одного діоду може бути недостатнім для забезпечення необхідного випрямленого струму. Паралельно з’єднують однотипні діоди, але через розкид їх параметрів струм навантаження випрямляча розподіляється між ними нерівномірно. Кількість паралельно з’єднаних діодів визначається за максимальним струмом випрямляча, який приймається з урахуванням допустимого перевантаження.

На практиці використовують **послідовно-паралельне з’єднання діодів**. На рис. 8.35 наведена схема фази випрямляча з послідовно-паралельним з’єднанням діодів, де між діодами сусідніх гілок встановлюються резистори зв’язку $R_З$, опір яких значний у порівнянні з прямим опором діодів та малий у порівняні зі зворотнім. Резистори $R_З$ зв’язують діоди усіх гілок між собою та з відповідними конденсаторами С та резисторами RR-C ланцюжків.

На тягових підстанціях залізничного транспорту застосовують перетворювальні агрегати з нульовими та мостовими схемами випрямлення. В нульових схемах діоди вмикають на фазну напругу між фазою та нулем через приймач енергії, в мостових схемах - на міжфазну напругу. Нульові та мостові схеми бувають прості та складні. Складні утворюються з простих шляхом послідовного або паралельного їх з'єднання.

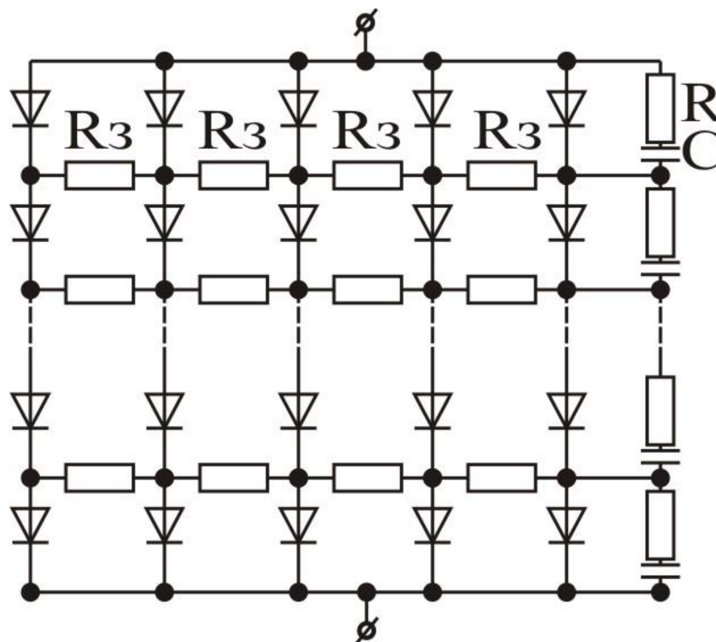


Рис. 8.35 Схема фази випрямляча з послідовно-паралельним з’єднанням діодів

Схема випрямлення «дві зворотні зірки із згладжувальним реактором», яка також називається нульовою (рис. 8.36), дуже складна, оскільки вона складена з двох простих трифазних схем шляхом їх паралельного з'єднання. На кожному стрижні

трансформатора розміщені дві вторинні обмотки, в яких ЕРС мають здвиг за фазою на 180°. Нульові точки обох «зірок» вторинних обмоток 01 та 02 (рис. 8.36) з'єднані через згладжувальний реактор, що являє собою великий індуктивний опір і має середню точку 0, яка є мінусом для зовнішнього електричного кола. Виводи однієї "зірки" мають непарну, а іншої- парну нумерацію, причому нумерація показує по- черговість роботи фаз та їх діодів, яку нескладно встановити з векторних діаграм. Від фаз непарної "зірки" a1, b3, c5 живляться діоди 1, 3, 5, а від фаз парної "зірки" c2, a4, b6 - інші діоди.

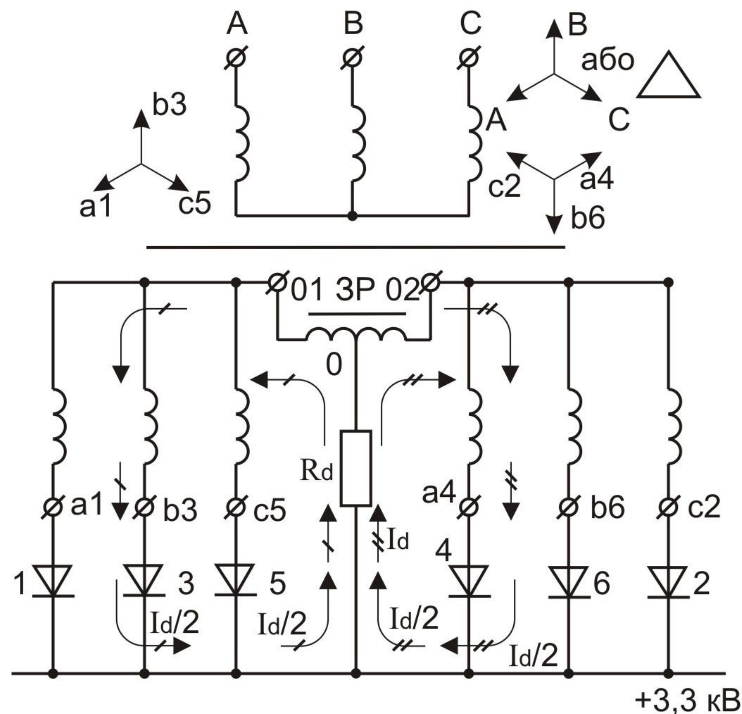


Рис. 8.36 Схема випрямлення "дві зворотні зірки зі згладжувальним реактором"

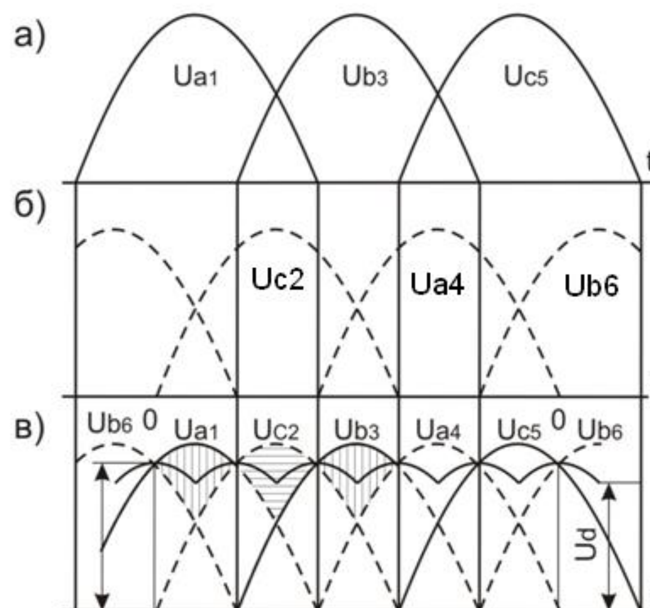


Рис. 8.37 Графіки напруг (а, б, в), які характеризують роботу схеми "дві зворотні зірки зі згладжувальним реактором"

Якщо б ці трифазні групи працювали незалежно одна від одної, то при відкритому стані кожного діоду протягом 1/3 періоду форма випрямленої напруги кожної групи була б такою, як показано на рис. 8.37, а, б.

На рис. 8.37, в ці криві накладені одна на одну. Вертикальними рисками позначені різниці миттєвих значень напруг, коли потенціал непарної групи вищій, горизонтальними рисками, навпаки, коли потенціал непарної групи нижчій. Незважаючи на нерівність миттєвих напруг цих двох груп, вони працюють паралельно завдяки наявності згладжувального реактора.

Трифазна мостова схема випрямлення характеризується вмиканням приймачів в кожен момент часу двома діодами на міжфазну напругу. Для цього приймач (рис. 8.38, а) у вигляді опору Rd з однієї сторони під'єднаний до трьох загальних катодів (діодів катодної групи), а з іншого боку - до трьох загальних анодів (діодів анодної групи). Для приймача катод є плюсом, а анод - мінусом. При цій схемі в кожен момент часу працюють одночасно два діоди: один з трьох діодів катодної групи тієї фази, напруга якої є найбільш додатною, і один з трьох діодів анодної групи тієї фази, напруга якої є найбільш від'ємною. З діаграми напруг (рис. 8.38, б) видно, що в період від t1 до t2 найвищій додатній потенціал має анод діода a1 фази a та найнижчий від'ємний потенціал має катод діода b6 фази b. Тому в період від t1 до t2 відкриті та проводять струм одночасно тільки два діода a1 та b6 (рис. 8.38, в), і на приймач приходиться, за винятком внутрішнього падіння напруги в цих діодах, напруга між фазами a та b. Ця напруга Ud показана на рис. 8.38, г. В момент t2 замість діода b6 вступає в роботу діод c2, потім в момент t3 замість a1 починає працювати діод b3 і т. д. Струм в кожній фазній обмотці трансформатора протікає 2/3 періоду, в тому числі 1/3 періоду в одному напрямку (КО) та 1/3 періоду в зворотному (ЛН) напрямку (рис. 8.38, б, в). Випрямлена напруга при розглядаємій схемі, шестипульсова, тобто така ж, як і при схемі "дві зворотні зірки зі згладжувальним реактором".

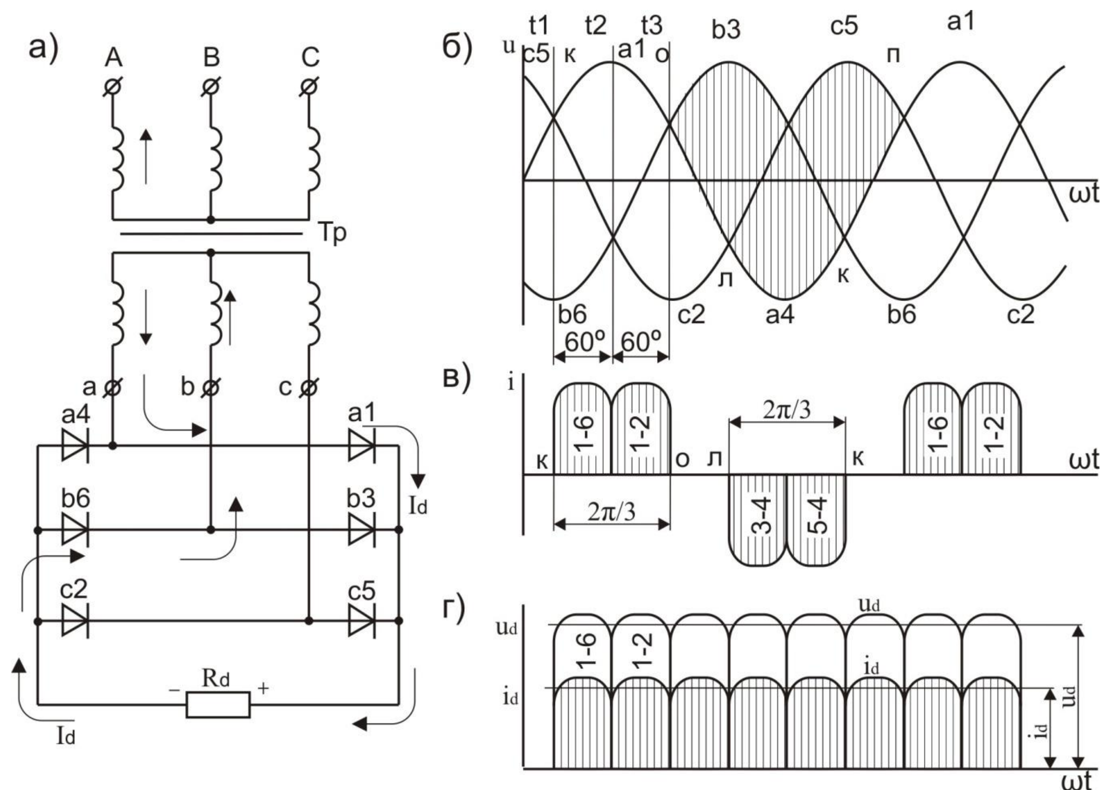


Рис. 8.38 Мостова схема:
а) трифазна шестипульсова схема випрямлення; б), в), г) графіки напруги та струму

Трифазна дванадцятипульсова схема випрямлення дозволяє зменшити пульсацію (змінну складову) випрямленої напруги в порівнянні з шестипульсовими схемами випрямлення, що дуже важливо для електричної тяги на постійному струмі: полегшується робота пристрою для згладжування пульсації випрямленої напруги, чим знижується заважаюча дія електричної тяги на провідні лінії зв'язку; підвищується cosφ підстанції. Дванадцятипульсові схеми випрямлення утворюються з двох трифазних шестипульсових мостових схем випрямлення, з'єднаних паралельно або послідовно, у яких амплітуди випрямленої напруги зсунуті за фазою на кут π/6 (30^0).

При паралельному з'єднанні трифазних мостових шестипульсових схем необхідно застосовувати згладжувальний реактор, як в схемі випрямлення "дві зворотні зірки із згладжувальним реактором", що ускладнює перетворюючий агрегат. Крім того, при такому з'єднанні мостів може виникнути "пік" напруги при зниженні випрямленої напруги до нуля.

Схема випрямлення з послідовним з'єднанням двох шестипульсових мостових схем (рис. 8.39, а) не потребує згладжувального реактора і тому вона більш бажана.

Одна з вторинних обмоток перетворюючого трансформатора з'єднана в "зірку", інша - в "трикутник". Катод К1 моста "зірки" з'єднаний з анодом А2 моста "трикутника", навантаження Rd приєднано до катоду К2 "трикутника" та аноду А1 "зірки". У кожному мості працюють одночасно два діоди - один із катодної, інший з анодної групи. Випрямлена напруга за період кожного моста - шестипульсова (рис. 8.39, б). При сумісній роботі мостів працюють одночасно чотири діоди, що видно з діаграми на рис. 8.39, в. Напруга одного моста накладається на напругу іншого моста (рис. 8.39, б), в результаті чого на навантаження поступає дванадцятипульсова випрямлена напруга з меншою амплітудою змінної складової.

Перетворюючій агрегат складається з тягового (перетворюючого) трансформатора та випрямляча.

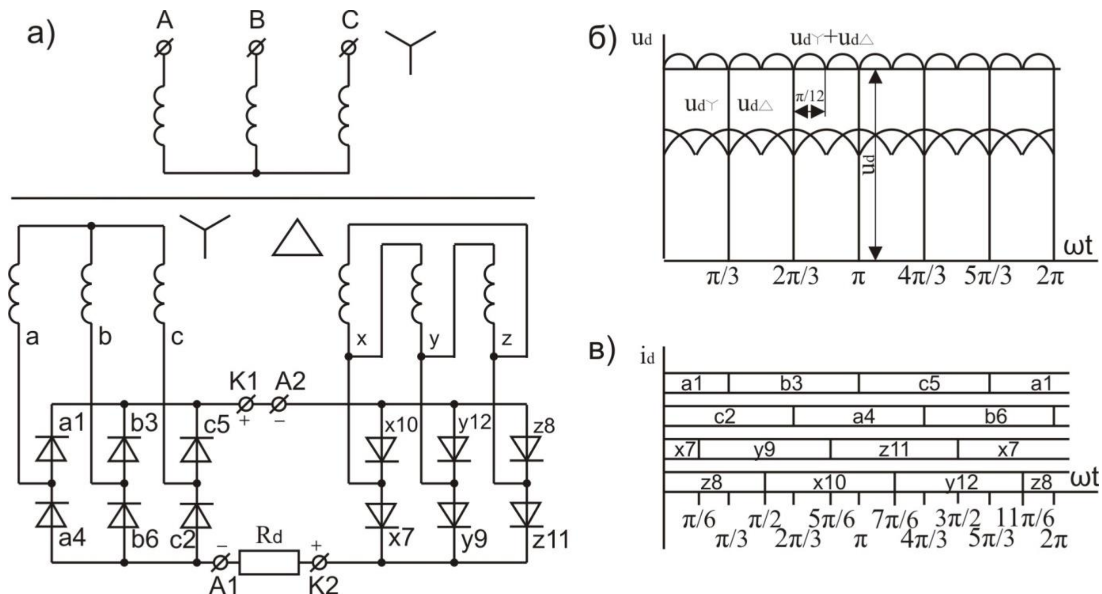


Рис. 8.39 Схема випрямлення з послідовним з'єднанням двох шестипульсових мостових схем:
а) схема випрямлення; б) графіки напруги; в) графіки протікання струмів

Тягові (перетворюючі) трансформатори відрізняються від звичайних силових трансформаторів схемою з’єднання вентильних (вторинних) обмоток, розташуванням цих обмоток на осердях та їх посиленим кріпленням, а також наявністю зрівняльного реактору (при схемі випрямлення “зірка - дві зворотні зірки”). Конструкція кожухів,

осердь обмоток та інших деталей, які використовуються для цих трансформаторів, така, як і для звичайних силових трансформаторів. Вторинні (вентильні) обмотки силових трансформаторів зазнають велику динамічну та термічну дію при короткому замиканні. Тому використовують посилене кріплення обмоток на осердях з використанням упертих кілець. Крім того, вентильні обмотки розташовують над первинними (мережними) обмотками, що поліпшує умови їх охолодження.

У тягових трансформаторів первинні обмотки, які приєднуються до шин $6 \div 10$ кВ,називаються **мережними**, а вторинні обмотки, до яких підключаються випрямлячі,називаються **вентильними**. Крім того, у тягових трансформаторів (на відміну від силових) розрізняють дві потужності – бакову (типову) та номінальну (при цьому номінальна потужність завжди менше бакової).

Бакова чи типова потужність – це типова потужність звичайного силового трансформатора, бак від якого використовується для установлення елементів виймальної частини тягового трансформатора (магнітопроводу, обмоток, тощо).

Номінальна потужність– це повна потужність на затискачах мережної обмотки тягового трансформатора при номінальних значеннях напруги, частоти, струму.

Тяговий (перетворюючий) трансформатор має літерне позначення, яке вказує його тип, та цифрове позначення, яке вказує бакову (типову) потужність (в кВА) та номінальну мережну (первинну) напругу (в кВ).

Літери означають:

Т – трифазний;

М – з природнім масляним охолоджуванням;

П – для напівпровідникових перетворювачів;

У – з зрівняльним реактором;

Р – з розчепленими обмотками;

Д – з дуттєвим охолодженням;

Ж – для електрифікованих залізниць.

Літери та цифри, які стоять в кінці типового позначення перетворюючого трансформатора розшифровуються аналогічно раніш розглянутому обладнанню.

Наприклад: ТМПУ - 16000/10 ж У1 – трифазний трансформатор з масляним охолодженням для напівпровідникових випрямлячів з зрівняльним реактором, типовою потужністю бака трансформатора на 16000 кВА (номінальною потужністю 11840 кВА) номінальною мережною напругою 10 кВ, для електрифікованих залізниць, використовується в умовах помірного клімату на відкритому повітрі:

ТРДП – 12500/10 Ж У1 - трифазний трансформатор з розщепленими обмотками, з дуттєвим охолодженням, для напівпровідникових випрямлячів, типовою потужністю бака трансформатора 12500 кВА, з номінальною напругою мережної обмотки 10 кВ, для електрифікованих залізниць використовується в умовах помірного клімату на відкритому повітрі.

Розглянемо для прикладу **тяговий трансформатор серії ТРДП**. Тяговий трансформатор типу ТРДП-12500/10ЖУ1 виконаний з метою уніфікації на моделі трансформатора типу ТДП-12500/10ЖУ1. При розробці тягового трансформатора розглядалося два варіанти виконання вентильних обмоток (ВО). В першому варіанті частини ВО, що з'єднанні «зіркою» та «трикутником» переплетені (рис. 8.40, а). У другому варіанті частини ВО, що з'єднанні «зіркою» та «трикутником» розташовані поверхами (рис. 8.40, б), але таке розташування знижує коефіцієнт потужності перетворювального агрегату до 0,952 (проти 0,975 у перетворювача з тяговим трансформатором який має ВО, що переплетені). Тому для серійного виробництва був прийнятий варіант виконання тягових трансформаторів з вентильними обмотками, що переплетені.

Мережна обмотка (МО) такого тягового трансформатора виконується у вигляді послідовно з'єднаних котушок. Схема їх з'єднання в одній з фаз наведена на рис. 8.40. Загальна кількість витків мережної обмотки для напруг 10500, 10000 та 9500 В складає відповідно 121, 115 та 109 витків. Напруга на один виток становить 50, 204 В, а щільність струму – 3,17А/мм^2.

Варіант виконання вентильних обмоток (для однієї фази) показаний на рис. 8.41. Кількість послідовно з'єднаних витків у секціях, які з'єднані «трикутником» та «зіркою» складають відповідно 52 та 30, а щільність струму 2,96 та 2,69 А/мм^2. Обмотки набрані дисковими котушками різних типів (Н, П, Р).

У тягового трансформатора ТРДП -12500/10ЖУ1 для 12 пульсової схеми випрямлення послідовного типу, кількість витків у обмотках Δ та Y зменшена у 2 рази та складає відповідно 25 та 15, а кількість паралельних гілок збільшена у 2 рази. Також у 2 рази збільшений переріз шин, що відходять, та стрижнів прохідних ізоляторів.

Перші 12-пульсові випрямні агрегати були виконані на базі модернізованих тягових трансформаторів ТМРУ-16000/10. Тобто шляхом реконструкції трансформаторів ТМРУ-16000/10 (і не тільки їх) можна отримати тягові трансформатори для 12-пульсової схеми випрямлення.

У трансформаторів ТМРУ-16000/10 мережна обмотка розташована біля стрижня магнітопроводу, а вентильна – зовні. Таке конструктивне виконання трансформатора дозволяє модернізувати вентильну обмотку без її демонтажу. На кожному стрижні трансформаторі розташовані 64 котушки вентильної обмотки (рис. 8.42). Кожна котушка має 13 витків. Кожна з шести вторинних обмоток трансформатора (a_1, b_3, c_5,a_4, b_6, c_2) має 52 послідовно з'єднаних витка (w_2) та складається з восьмох паралельних гілок.

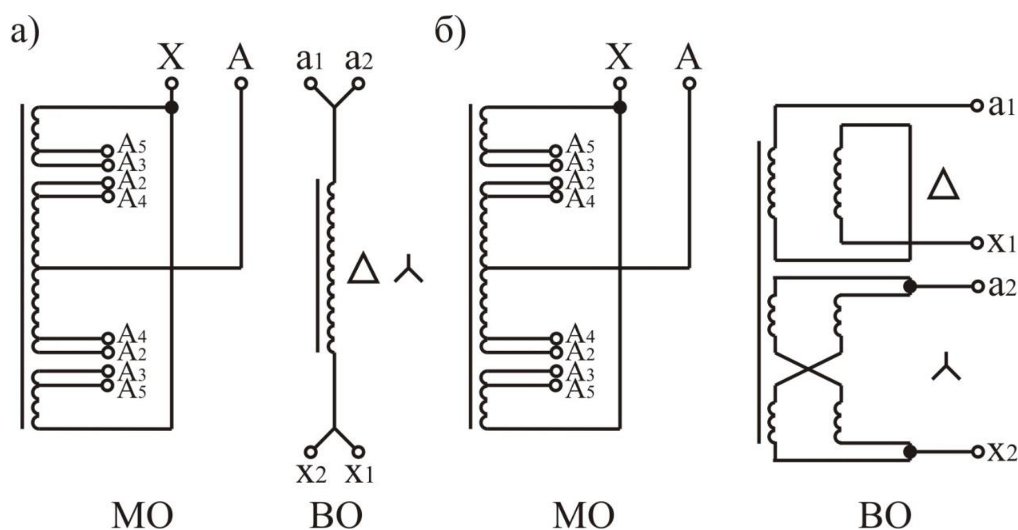


Рис. 8.40 Розташування обмоток трансформатора ТРДП:
а) при переплетеному виконанні; б) при поверховому виконанні

Для забезпечення попереднього значення випрямної напруги при модернізації трансформатора у кожній фазі секції, яка збирається за схемою «зірки», кількість витків, які з'єднуються послідовно (w_{2X}), зменшують у два рази, а кількість витків у кожній фазі секції, яка збирається за схемою «трикутника», $w_{2\Delta} = w_{2Y} \cdot \sqrt{3}$. Тобто, $w_{2Y} = 26$ витків, а $w_{2\Delta} = 45$ витків.

При виконанні всіх котушок обмоток «прямої» та «зворотної» «зірок» у трансформатора, що модернізується, в секції, що зібрана за схемою «зірки», послідовно з'єднують по дві котушки, а у секції, яка зібрана за схемою «трикутника» – по чотири. Але при цьому з послідовно з'єднаних чотирьох котушок необхідно зняти загалом сім

витків. Доцільно знімати з трьох котушок по два витка, а з однієї один виток (на рис. 8.42 один виток, що відмотується, показаний однією рискою, два – двома рисками).

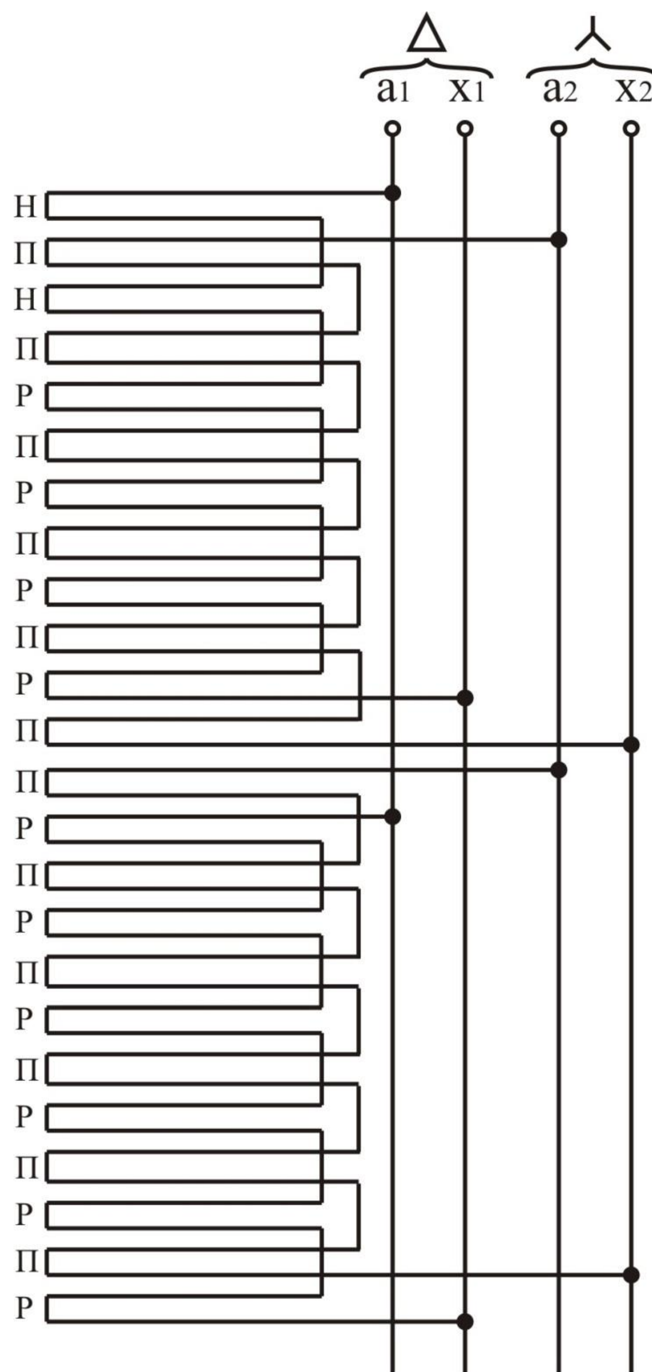


Рис 8.41 Схема уводів фази вентильної обмотки

Після реконструкції кожна фаза секції, яка зібрана за схемою «зірки», складається з 16 паралельних гілок, а кожна фаза секції, яка зібрана за схемою «трикутника» – з восьми. При цьому запас за допустимим струмом у секції, зібраної за схемою «зірки», досягає 41,7%, а у секції, зібраної за схемою «трикутника» – 22,9%.

Конструктивне виконання вентильних обмоток трансформатора ТМПУ-16000/10 випуску до 1979 року та вентильних обмоток трансформаторів ТМРУ-16000/10 практично аналогічно. Відмінність міститься тільки у тому, що у кожній з шести фаз вентильних обмоток мається по 50 послідовно з’єднаних витків. На кожному стрижні магнітопроводу розташовано 32 котушки, які мають по 13 витків, та 32 котушки, які

мають по 12 витків. У модернізованого трансформатора у секції вентильної обмотки, яка збирається за схемою «зірки», залишається 25 послідовно з'єднаних витків (дві котушки), а у секції вентильної обмотки, яка збирається за схемою «трикутника» – 43 витка (чотири котушки з сімома витками, які відмотуються). Вбудовані у тягові трансформатори зрівняльні реактори не реконструюють, а тільки від'єднують від нейтралей «прямої» та «зворотної» «зірок» початок та кінець обмотки зрівняльного реактора приєднують до прохідних ізоляторів, які додатково встановлюються на кришці трансформатора. При реконструкції повинні бути посилені також шини від виводів вентильних обмоток до прохідних ізоляторів. Трансформатори ТМПУ-16000/10 випуску після 1979 року виконані з гвинтовими вентильними обмотками. При цьому вентильні обмотки розташовані під мережними обмотками. Тому модернізація цих трансформаторів з метою використання їх у 12-ти пульсових схемах випрямлення пов'язана з певними труднощами. Перейдемо тепер до розгляду питань, пов'язаних з конструктивним виконанням випрямлячів.

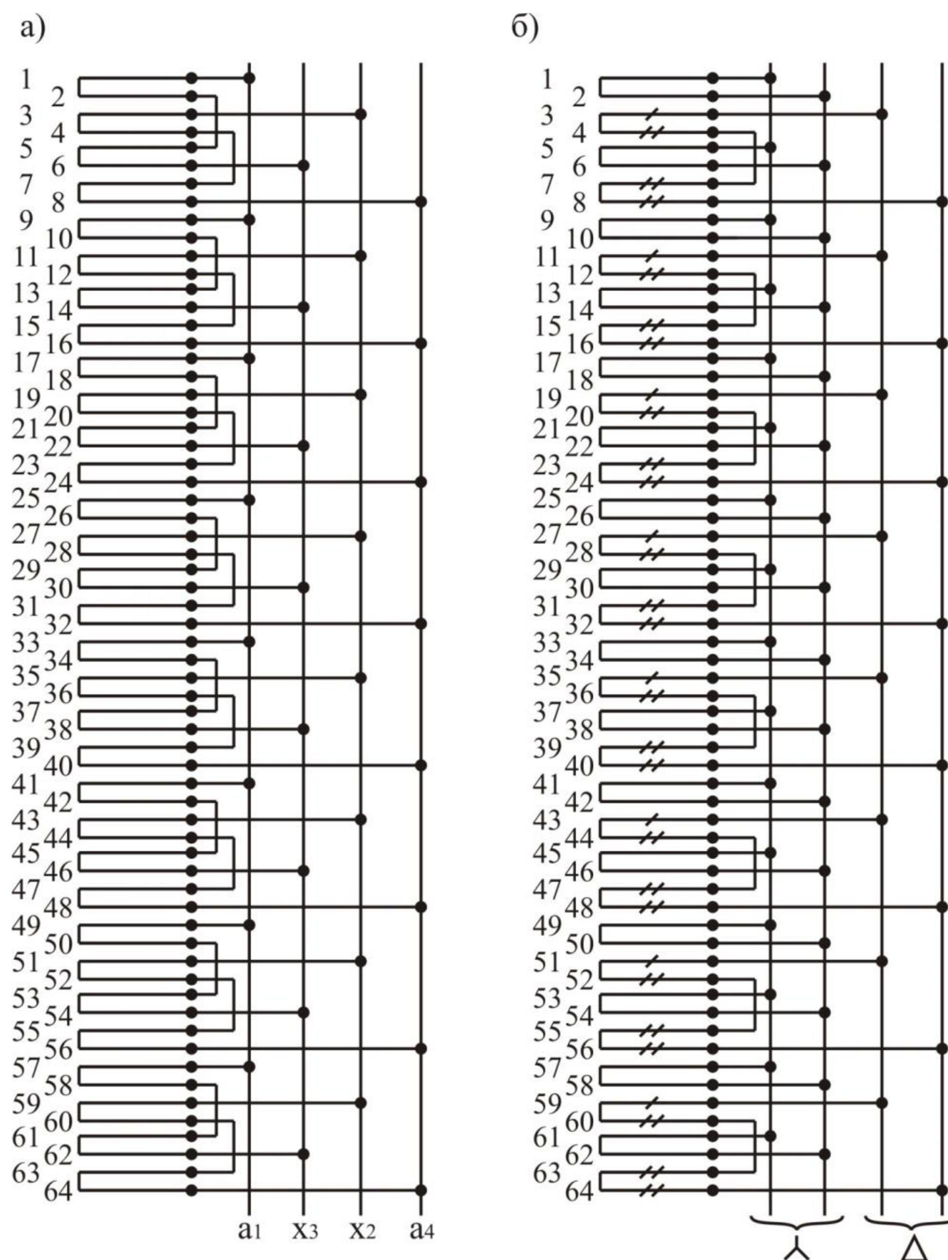


Рис. 8.42 Схема з'єднання фази вентильної обмотки трансформатора ТМРУ: а) до модернізації; б) після модернізації

Випрямляч типу ПВЕ-3 (перетворювач випрямний для тягових підстанцій електрифікованих залізниць) призначається для роботи як по нульовій, так і по мостовій схемі випрямляння. При нульовій схемі вторинні (вентильні) обмотки тягових трансформаторів з'єднуються у «дві зворотні зірки з зрівняльним реактором», а при мостовій схемі ці обмотки з'єднуються у «зірку». Обидва засоби з'єднання відповідають шестипульсовій схемі випрямлення, тобто частота пульсацій випрямного струму у шість разів перевищує частоту живлячої мережі. Випрямляч збирається на напівпровідникових вентилях типу ВЛ-200-8 та має шість фаз груп. Кожна фаза - група має:

а) при схемі випрямлення «зірка - дві зворотні зірки з зрівняльним реактором» - 5 паралельних гілок з 18-тю послідовно з'єднаними діодами.

б) при мостовій схемі випрямляння - 10 паралельних гілок з 9 послідовно з'єднаними діодами.

Випрямляч типу ПВЕ-3 має 2 шафи з діодами (рис. 8.43). Для зручності монтажу, огляду та експлуатації кожна фаза виконується з шести блоків, які мають по 15 діодів, з'єднаних по п'ять паралельно та по три послідовно. Даний випрямляч призначений для установки в приміщеннях та має примусове охолодження. У коло діодів увімкнені резистори, які забезпечують роботу сигналізації (сигнальні лампи) при виході з ладу одного чи кількох діодів.

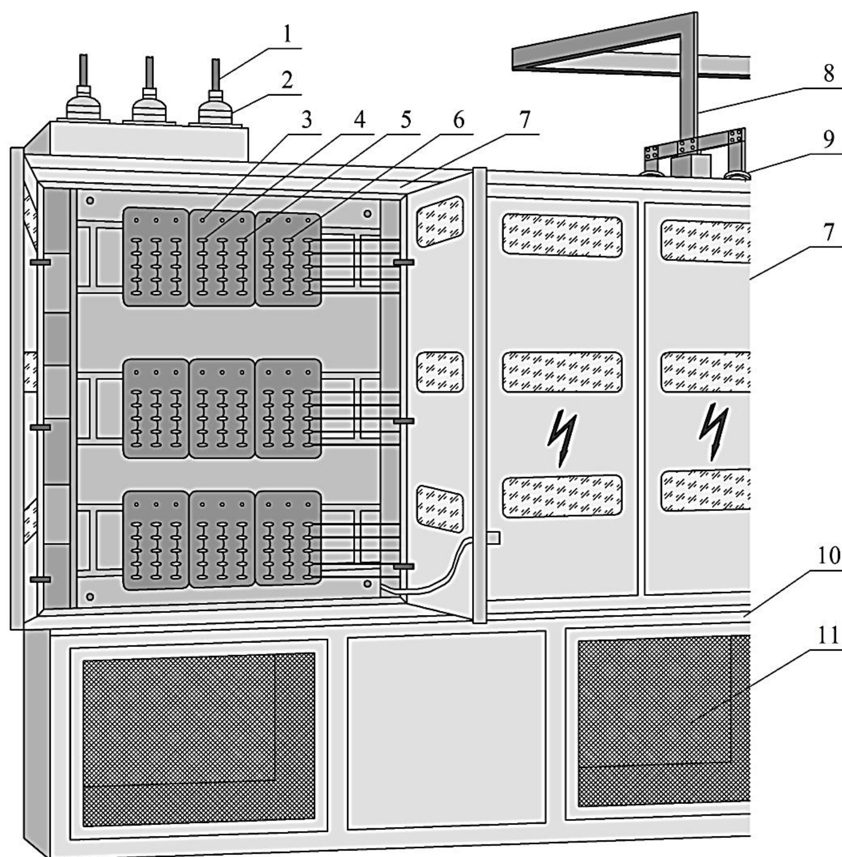


Рис. 8.43 Випрямляч ПВЕ-3:
1 - струмовідні частини; 2 - анодні уводи; 3 - лампи сигналізації;
4,5,6 - групи-фази; 7 - шафи; 8 - шина; 9 - катодні виводи;
10 - підставка; 11 - повітровід.

Шафи випрямляча ПВЕ-3 виконані закритого типу. За будовою каркасу, кількістю та розташуванню блоків з діодами та елементами сигналізації, конструкції повітряного каналу та приєднанню повітроводів вони аналогічні один одному. Різниця полягає у тому, що шафа 7 має шість анодних виводів 2, до яких приєднуються струмові дні

частини 1, що з'єднують випрямляч з трансформатором, а шафа 7 має два катодних вивода 9, які шиною 8 з'єднуються з позитивною шиною РУ-3,3 кВ. Всі діоди з охолоджувачами, лампи сигналізації 3 та резистори розташовані на 36 блоках (по 18 блоків у кожній шафі, по 9 блоків з одного боку шафи). У групі – фазі (на схемах умовно показана, як один діод) мається шість блоків, з яких перші три (4,5,6) розташовані з одного боку шафи, а три інших – з протилежного боку. Кожний блок (15 діодів, з'єднаних по п'ять паралельно та по три послідовно) закріплений у шафі болтами та легко знімається при технічному обслуговуванні та ремонті. Обслуговування шаф випрямляча двобічне через двері з вікнами, що відкриваються. Через скло вікон, крім того, можна вести спостереження за сигнальними лампами. Двері закриваються за допомогою механічних замків, заблокованих електромагнітними замками. Кожна шафа має свій повітряний канал, обмежений з обох боків блоками з діодами, а з боків – боковими пластинами.

Випрямляч типу ПВЕ - 5 має такі ж технічні характеристики, як й ПВЕ - 3. відмінність складається з того, що ПВЕ - 5 має повітряне природне охолодження та конструктивно виконується для роботи поза приміщеннями. Випрямляч типу ПВЕ - 5 складається з шести шаф (рис. 8.44, а). Особливістю конструкції таких випрямлячів є розміщення на кришці шафи спеціальних конструкцій для шин 3,3 та 10 кВ, які йдуть відповідно від тягового трансформатора до вентилів, від вентилів до РУ - 3,3 кВ та від РУ - 10 кВ до тягового трансформатора. Випрямляч збирається на напівпровідникових діодах типу ВЛ-200-10, які споряджаються радіаторами з алюмінієвого сплаву для забезпечення інтенсивного охолодження. Шафи з вентилями 1 встановлюються на Т-образні рами 6 (рис. 8.44, а). У верхній частині шаф розташовуються стійки з ізоляторами для кріплення струмовідних частин. Шафа 11 з діодами 7 (рис. 8.44, б) має 14 послідовно увімкнених діодів, розташованих по вертикалі та 5 паралельних гілок, розташованих по горизонталі.

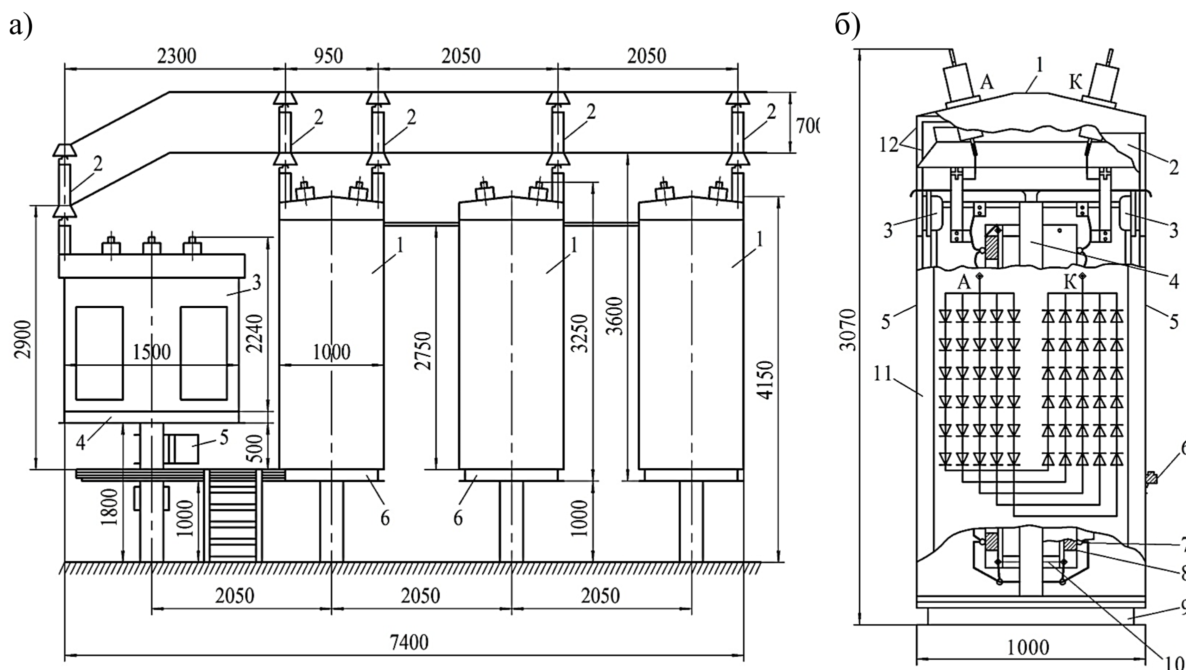


Рис. 8.44 Випрямляч типу ПВЕ – 5М:
а) загальний вигляд:
1 – шафа з вентилями; 2 – стійка з ізоляторами; 3 – шафа RC;
4 – рама під шафи RC; 5 – шафа з реле земляного захисту;
6 – рама під шафи з вентилями.
б) шафа випрямляча ПВЕ-5АУ1

Діоди типу ВЛ-200 від 10 до 20 класу з охолоджувачами 8 встановлені на ізоляторах 10, закріплених на металевому каркасі 4. Анодний та катодний виводи діодної групи шафи-фази з'єднані з прохідними ізоляторами А та К, закріпленими на кришці 1. Двері 5 мають електромагнітні замки 6. У верхній частині шафи мається дифузор 12, який забезпечує вихід нагрітого повітря та запобігає впливу атмосферних опадів на елементи шафи. Сітки 2 та 9 захищають охолоджуючі отвори. Для оглядів та ремонтів шафа має два світильника 3. Шафи являють собою конструкцію з двохстороннім обслуговуванням. В комплекті з випрямлячами поставляється шафа RC (рис. 8.45), яка призначена для захисту діодів від перенапруг, які виникають у вентильних обмотках тягових трансформаторів при їх вмиканні та вимиканні. Шафа RC 3 встановлюється на рамі 4. На тій же самій рамі під шафою RC розташовується реле земляного захисту, яке є елементом захисту розподільної установки напругою 3,3 кВ. на кришці RC шафи встановлюється стійка з ізоляторами 2 (рис. 8.44, а).

На кришці RC розташовано шість високовольтних уводів, а в середині шафи під уводами розташовано високовольтні запобіжники 2 (рис. 8.45).

Поряд з запобіжниками розташовані три панелі низьковольтних резисторів 5, які закріплені на стінках шафи на опорних ізоляторах. У нижній частині шафи розташовані 12 конденсаторів 4 потужністю 15 кВАр кожний. Вони об’єднуються у три групи по чотири конденсатори. Конденсатори у групах вмикаються паралельно. Шафа розрахована на одностороннє обслуговування. В останніх варіантах виконання агрегату окрема шафа RC не використовується. RC контури розташовуються у цьому випадку в шафах з вентилями

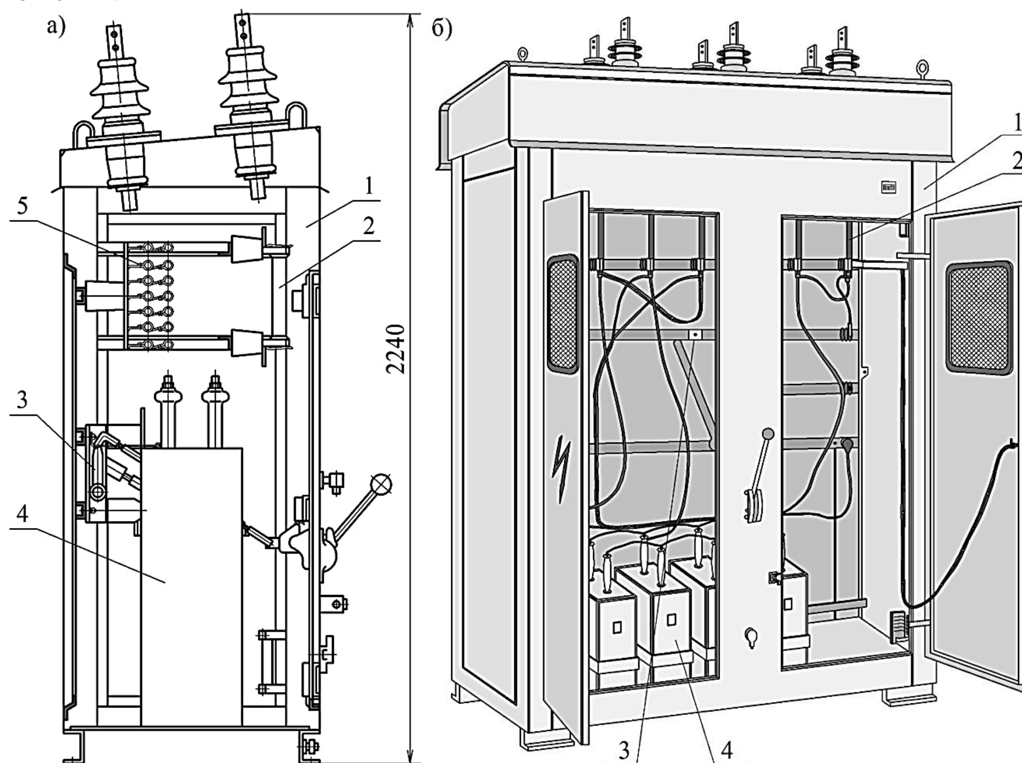


Рис. 8.45 Розріз (а) і загальний вигляд (б) шафи RC:
1 - металева зварна шафа; 2 - запобіжники ПК-6/30; 3 - роз'єднувач;
4 – конденсатори; 5 - резистори.

Випрямляч типу ТПЕД-3150-3,3к (трифазний перетворювальний з природним охолодженням діодний) виготовляється на номінальний струм 3150 А та номінальну напругу 3,3 кВ для експлуатації у помірному кліматі на відкритій частині підстанції. Випрямляч збирається з таблеточних діодів ДЛ133-50-14 (діод лавинний на 500 А 14-го

класу) з охолоджувачами, які забезпечують натисне зусилля за рахунок натискного пристрою 10 кН (рис. 8.33, б)

У комплект випрямляча входять шість шаф з діодами. У кожній шафі (рис. 8.47) встановлено 48 діодів (VD1-VD48), два конденсатори К75-15-1 6кВ-0,1мкФ±10% (С1; С2), шість резисторів П(Є)ЕВ-100-48 Ом±10% (R1 -R6). Діоди розташовані симетрично, з кожного боку шафи; RC ланцюжки розташовані у верхній частині шафи над діодами.

На кришці кожної шафи розміщуються шість прохідних ізоляторів, через які здійснюється підключення до шин (плюсової та мінусової) та до вторинних обмоток перетворювальних трансформаторів.

Шафи обслуговуються з обох боків. Передні та задні двері мають механічні замки, замки електромагнітного блокування та кінцеві вимикачі, які забезпечують вимикання випрямляча від високої напруги при відкриванні дверей.

Схеми основних електричних з'єднань випрямлячів залежить від схеми випрямлення. На рис. 8.46, а показано підключення виводів шаф випрямляча при дванадцятипульсової послідовній схемі. Розрядники, що захищають випрямляч від перенапруг, підключаються між виводами вторинних обмоток трансформатора.

На рис. 8.46, б показана схема підключення шаф випрямляча при дванадцятипульсової паралельній схемі випрямлення, шафи якого мають по чотири вивода на даху. Розрядники РВКУ-1,65АО або обмежувачі перенапруг ОПН-3,3О1 приєднуються між виводами вентильних обмоток тягового трансформатора (рис. 8.46). Для ізоляції від заземлених конструкцій їх встановлюють на опорних ізоляторах.

Шафи описаної конструкції можуть бути використані і при інших схемах випрямлення (шестипульсових мостової та нульової).

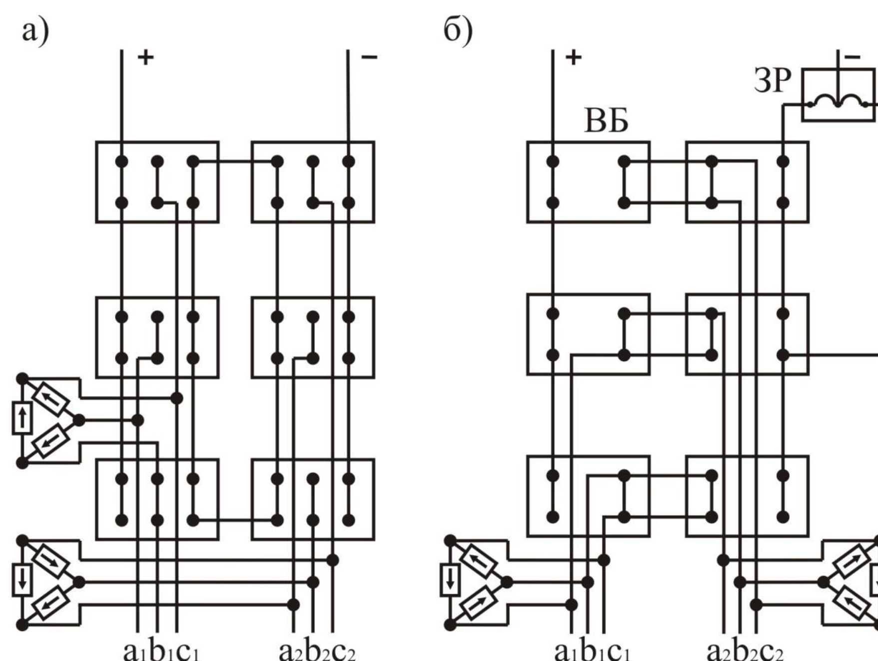


Рис 8.46 Схема головних електричних з'єднань 12-ти пульсових випрямлячів:
а) послідовного типу; б) паралельного типу

Результатом подальшої розробки випрямлячів цієї серії з'явилися випрямлячі В - ТПЕД з природним та В - ТППД з примусовим охолодженням.

Схеми електричних з'єднань як в середині шаф, так і між ними залежать від схеми випрямлення. При 12-ти пульсовій послідовній схемі випрямлення у кожному вентильному плечі випрямляча зібрано шість паралельних гілок по чотири послідовно з'єднаних діода. При збиранні схеми випрямляча виводи прохідних ізоляторів 2 та 5 (рис.

8.47) з'єднують між собою та приєднують до них вивід вентильної обмотки трансформатора. Попарно з'єднують також виводи 1 та 6, 3 та 4, які приєднуються відповідно до негативного та позитивного виводам містка.

При 12-ти пульсовій послідовній схемі випрямлення (рис. 8.46, а) паралельно кожному плечу приєднується RC-ланцюжок (C=0,1мкФ, R=141Ом).

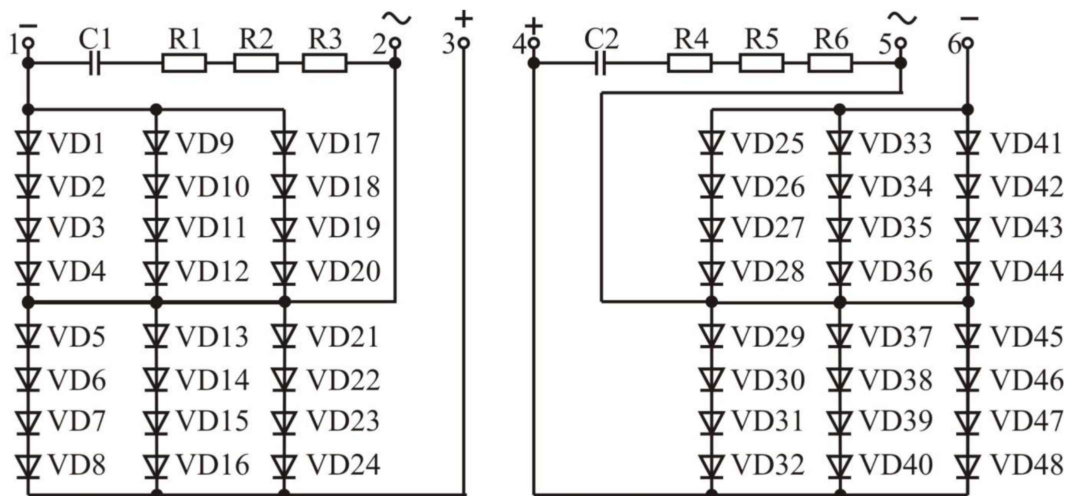


Рис. 8.47 Принципова схема шафи з діодами випрямляча ТПЕД-3150-3,3к

Схеми електричних з'єднань як в середині шаф, так і між ними залежать від схеми випрямлення. При 12-ти пульсовій послідовній схемі випрямлення у кожному вентильному плечі випрямляча зібрано шість паралельних гілок по чотири послідовно з'єднаних діода. При збиранні схеми випрямляча виводи прохідних ізоляторів 2 та 5 (рис. 8.47) з'єднують між собою та приєднують до них вивід вентильної обмотки трансформатора. Попарно з'єднують також виводи 1 та 6, 3 та 4, які приєднуються відповідно до негативного та позитивного виводам містка.

При 12-ти пульсовій послідовній схемі випрямлення (рис. 8.46, а) паралельно кожному плечу приєднується RC-ланцюжок (C=0,1мкФ, R=141Ом).

Результатом подальшого удосконалення випрямлячів серії ТПЕД став випрямляч типу В ТПЕД-3,15к-3,3к-21-У1 на номінальний струм 3,15кА та напругу 3,3 кВ. Цей випрямляч виконується на діодах ДЛ153-2000-20 УХЛ2. Діод на струм 2000 А з двома охолоджувачами являє собою окремий блок, тепловідвід від якого виконується завдяки дистилірованій воді. Випрямляч виконується з 48 блоків (8 штук на фазу), захищається від перенапруг обмежувачами перенапруг ОПН-3,3О1 або розрядниками РВКУ-3,3А01.

Практично всі випрямлячі, які передбачені для 6-пульсових нульових та мостових схем випрямлення, після відповідної модернізації можуть бути використані для 12-пульсових схем паралельного або послідовного типу.

Неважко визначити, що у вентильному плечі 12-пульсового випрямляча паралельного типу п'ять вентилів ВЛ-200 8-12-го класів повинні бути встановлені паралельно та 7 – послідовно, а у випрямлячів послідовного типу 10 – паралельно та 4 – послідовно. Як нам відомо, випрямлячі ПВЕ-5АУ1 складаються з окремих шести шаф. У кожній шафі встановлено 70 вентилів ВЛ-200 (п'ять паралельних гілок). Якщо шафи були виконані для мостової 6-пульсової схеми випрямлення, то при переході випрямляча на 12-пульсову схему практично ніяка переробка шафи не потрібна. Якщо шафи були виконанні для 6-пульсової нульової схеми випрямлення (на кришці встановлено тільки два прохідних ізолятора ИП-10/1000-750, то необхідно у середині вентильних рядів встановити перемичку та від неї шиною з перерізом, достатнім для пропуску струму 1250А, виконати вивід на зовні через додатково встановлені ізолятори.

Для використання випрямляча ПВЕ-5АУ1 у складі 12-пульсового перетворюючого агрегату послідовного типу з кожного боку шафи встановлюють додатково по одному горизонтальному ряду вентилів (рис. 8.48). Потім на одному боці шафи змінюють напрямок вентилів. Однойменні виводи (А-анод; К-катод) об’єднують та приєднують до прохідних ізоляторів. Встановлюють перемички у середині напівфаз, середні точки виводять на зовні через окремі прохідні ізолятори та приєднують до однієї з фаз вентильної обмотки тягового трансформатора.

Реконструкція випрямляча ПВЕ-3 для використання його у 12-пульсовій схемі паралельного типу міститься у наступному. У середині кожної фази встановлюють перемичку, яка з’єднує п’ять паралельних гілок вентилів з шиною А 80х6, виводи вентильної обмотки тягового трансформатора приєднують до цих точок. З кожного боку шафи три фази об’єднують однією шиною та виводять на зовні. Негативні виводи приєднують до зрівняльного реактору, а позитивні об’єднують. При переводі цього випрямляча на 12-пульсову схему послідовного типу у кожному вентильному плечі збирають 10 паралельних гілок з чотирьох послідовно увімкнених вентилів.

Для захисту від комутаційних перенапруг обов’язково повинні використовуватись RC-ланцюжки. Якщо у випрямляча присутні RC-ланцюжки, то додаткові кола не встановлюються, RC-ланцюжки можна приєднувати як до виводів вентильної обмотки, так й паралельно вентильним плечам. Для захисту випрямлячів, увімкнених за 12-пульсовими схемами послідовного типу встановлюють розрядники РВКУ-1,65ДО1.

Підвищення ефективності перетворюючих агрегатів тягових підстанцій залізниць постійного струму може бути досягнуто двома шляхами:

- застосуванням перетворювачів з регульованою вихідною напругою, що дозволяє компенсувати вплив коливань напруги в живлячій мережі і падіння напруги від струму навантаження в контактній мережі;

- впровадженням схемних рішень, що забезпечують переведення перетворювачів в інверторний режим для рекуперації енергії з контактної мережі в живлячу мережу.

На сьогоднішній день, представляється доцільним використання гібридних рішень на базі послідовного з’єднання низьковольтних перетворювачів з широтно-імпульсною модуляцією (ШМ). Реверсивний по напрузі ШМ – перетворювач може забезпечити регулювання напруги в межах порядку ± (20-30) %, що достатньо, і компенсує недоліки основного фазокерованого перетворювача з погляду електромагнітної сумісності з живлячою та контактною мережами.

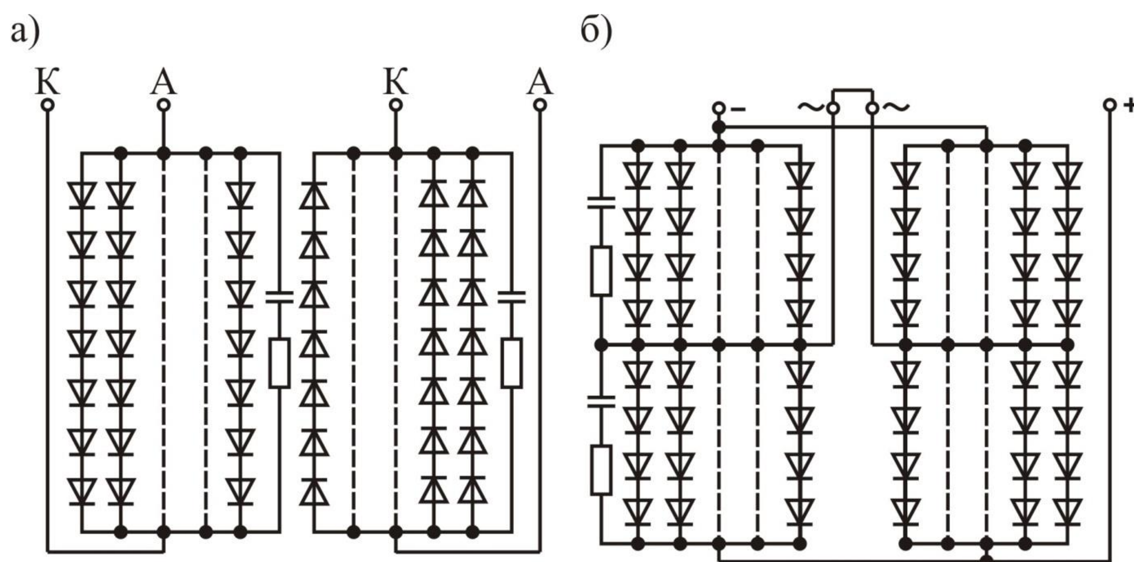


Рис. 8.48 Схема вентильних кіл випрямляча ПВЕ-5: а) до модернізації; б) після модернізації.

8.3.3 Випрямно-інверторний перетворювач

Залізничний транспорт є одним з важливих споживачів електроенергії. В сучасних умовах економія електроенергії набуває великого значення. Одним з важливих заходів для зниження витрат на тягу поїздів є рекуперативне гальмування, яке дозволяє повертати біля 2% енергії, яка використовується на тягу, а на окремих ділянках ця величина досягає 10%.

Енергія рекуперації, що виробляється електрорухомим складом (ЕРС) при рекуперативному гальмуванні, як правило, споживається ЕРС, який знаходиться у режимі тяги на цій же таки ділянці. При відсутності такого споживача надлишкова енергія для запобігання зриву гальмування повинна бути прийнята іншим споживачем енергії. В якості такого споживача на тягових підстанціях застосовуються поглинаючі пристрої або інверторні агрегати.

Для переводу випрямного агрегату в інверторний режим споживача необхідно виконати чотири умови.

Перша умова інвертування – змінити полярність перетворювального агрегату. При цьому струм від двигунів електрорухомого складу, які працюють при рекуперативному гальмуванні у генераторному режимі,не повинен пройти через напівпровідникові тиристори інвертора у напівпровідниковому напрямку (від катоду до аноду).

Друга умова інвертування – забезпечення запирання тиристорів в тих фазах трансформатора, напруга яких у даний момент часу позитивна відносно інвертованої напруги, та відпирання тиристорів фази, яке має найбільшу негативну напругу.

Третя умова інвертування – вірно відрегулювати момент подавання керуючого імпульсу на тиристор для його відпирання в момент негативної ЕРС на його аноді але коли ця ЕРС вища ніж на аноді тиристора, який закінчує свою роботу.

Четверта умова *інвертування* – збільшити напругу фази трансформатора при роботі в інверторному режимі, тому що регулювання моменту подавання відпираю чого імпульсу тиристора призводить до зниження середньої напруги інвертора за період у порівнянні з середньою напругою випрямляча.

На рис. 8.49 наведена схема випрямно-інверторного агрегату типу ВІПЕ-2У3, який виконується у вигляді двох зустрічно-паралельно увімкнених трифазних мостів: діодного випрямляча UD та тиристорного інвертора UZ. У якості діодного моста використовується випрямляч типу ПВЕ-3М, зібраний на лавинних діодах ВЛ-200. Три фази інверторного мосту зібрані з тиристорів типу ТД-320 з підвищеними динамічними параметрами не нижче класу 12 та змонтовані у трьох шафах. Обидва моста приєднанні до різних виводів обмоток вторинної «зірки» перетворювального трансформатору Т типу ТДП-12500/10І-У1.

Підвищення напруги трансформатора Т для інверторного режиму здійснюється збільшенням кількості витків його вторинної обмотки. Підключення до шин тягової підстанції випрямляча або інвертора в залежності від режиму роботи виконується швидкодіючими вимикачами серії ВАБ, які вмикаються попарно датчиком перемикання режимів (ДПР). Інвертор UZ приєднується до шин вимикачами QF_1 та QF_2, випрямляч UD-QF_3 та QF_4. Ці вимикачі одночасно захищають перетворювальний агрегат від перевантажень, КЗ та перекидань інвертора (перехід у випрямний режим). Реактори LR_1 та LR_2 призначені для зниження рівня радіоперешкод, а LR_3 та LR_4 дозволяють обмежити зрівняльні струми, які циркулюють між UD та UZ при їх паралельній роботі.

Розрядники FV_1 типу РБК-3, приєднані на лінійні напруги трансформатора, слугують для захисту обох мостів від комутаційних перенапруг. Для захисту перетворювача від перенапруг з боку контактної мережі застосовані вентильні біполярні розрядники FV_2 та FV_3 типу РВБК-3,3, які приєднані до виводів анод-катод інвертора та випрямляча. Автоматичне управління перемиканнями та роботою ВІПЕ-2У3

здійснюється апаратурою, яка розташована у шафах управління (ШУ) та вихідних каскадів (ШВК).

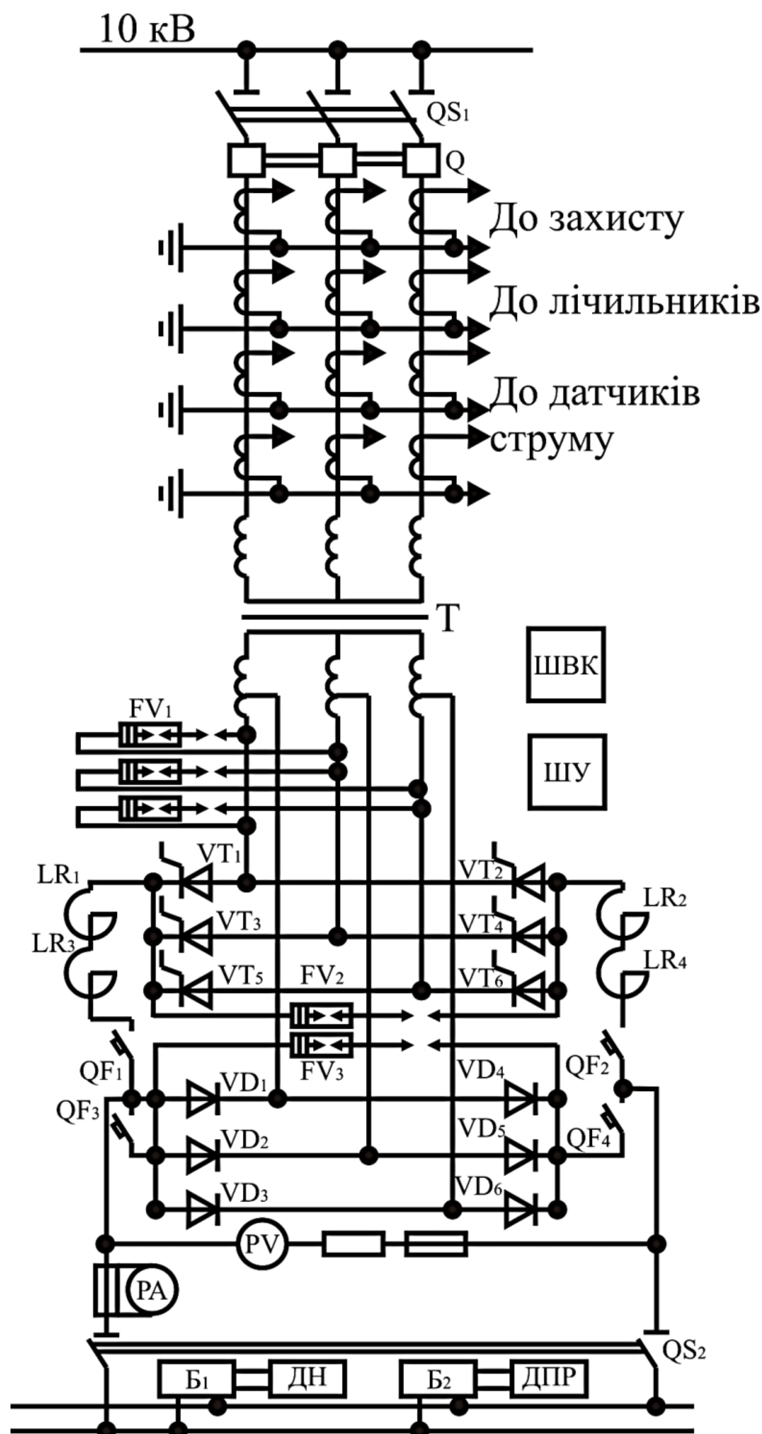


Рис 8.49 Схема випрямно-інверторного перетворювача типу ВІПЕ-2У3

Перехід від режиму випрямлення у режим інвертування здійснюється при появі на фідерній зоні підстанції рекуперуючого електрорухомого складу та підвищення напруги у контактній мережі та на шинах підстанції. Датчик напруги (ДН), приєднаний до шин через блок $Б_1$ подає сигнал про підвищення напруги у шафу управління (ШУ), куди поступає інформація від трансформаторів струму перетворювача та трансформатора напруги шин 10 кВ. Логічні елементи датчика перемикання режимів (ДПР) та ШУ опрацьовують отриману інформацію та видають сигнали: ДПР – на вимикання вимикачів

QF_3 та QF_4 випрямляча та на вмикання QF_1 та QF_2 інвертора; ШУ та ШВК – відпираючи імпульси на керуючі електроди тиристорів інвертора.

Таким чином, наведена схема ВІПЕ-2У3 здійснює виконання всіх умов інвертування та дозволяє використовувати агрегат у якості випрямного при відсутності електрорухомого складу, що рекуперує.

8.3.4 Згладжуючі пристрої

Напруга, яка надходить від перетворюючих агрегатів, не є постійною, а пульсуючою [9]. Періодичність пульсації при схемах випрямлячів мостової та "дві зворотні зірки" шестикратна та частота пульсації відповідно дорівнює $50 \cdot 6 = 300$ Гц. Випрямлену пульсуючу напругу аналітично можна представити як суму двох складових - постійно U_dі змінної U_{dn}.

Чим більша змінна складова по відношенню до постійної, тим більша пульсація. Якість випрямленої напруги характеризується коефіцієнтом пульсації K_n, який дорівнює відношенню змінної складової U_{dn} до постійної U_d.

$$K_n = \frac{U_{dn}}{U_d}$$

Коефіцієнт пульсації випрямленої напруги при холостому ході та синусоїдальній симетричній напрузі в мережі при вказаних схемах випрямлення складає приблизно 4,2%, а при номінальному струмі без регулювання напруги він досягає 7%. Змінна складова аналітично може бути представлена як сума синусоїдальних змінних напруг з частотою, кратною частоті пульсації. Такі синусоїдальні напруги з частотою 300; 600; 900; 1200 Гц і т.д., з яких складається змінна складова, називають вищими гармоніками. Порядок цих та інших гармонік, кратних промисловій частоті змінного струму $A_n = 50$ Гц, визначається поділом частоти вищої гармоніки на частоту 50 Гц. Відповідний порядок будуть мати і їх коефіцієнти пульсацій відповідно виразу $K_n = U_{dn}/U_d$. Значення коефіцієнтів пульсації при номінальному струмі складає при частоті 300 Гц - $K_{n6\Gamma} \approx 6{,}5\%$; 600 Гц - $K_{n12\Gamma} \approx 3{,}5\%$; 900 Гц - $K_{n18\Gamma} \approx 2\%$; 1200 Гц - $K_{n24\Gamma} \approx 1{,}5\%$. Крім вказаних чотирьох гармонік, у змінну складову входять інші гармоніки. У багатьох випадках змінна напруга енергосистеми косинусоїдальна, що викликає зростання пульсації гармонік та їх складу.

Крім вказаних гармонік 300; 600; 900; 1200 Гц та вище, у випрямленій напрузі з'являються також гармоніки 100; 200; 400; 500 Гц і вище при асиметрії напруги в мережі.

Змінна складова випрямленої напруги, яка дорівнює сумі вказаних гармонік, створює в контактній мережі змінний струм, коло якого замикається через тягові двигуни та рейки. Змінний струм викликає електромагнітну, електростатичну та гальванічну дію на лінії зв'язку [9]. Електростатична дія створюється електричним полем проводів контактної мережі, значення якого мале, внаслідок чого немає потреби в спеціальних заходах по усуненню такого впливу на лінії зв'язку. Гальванічна дія створюється накладанням змінних струмів вищих гармонік, які проходять в рейковому колі та землі, на струми лінії зв'язку, в яких другим проводом є земля. На електрифікованих лініях у зв'язку з цим не допускають однопровідні лінії зв'язку та повинна бути забезпечена надійна ізоляція від землі двопровідних ліній зв'язку. Електромагнітна дія створюється магнітним полем проводів контактної мережі. Магнітний потік цього поля має складові, пропорційні струмам гармонік. Змінна складова магнітного потоку, перетинаючи проводи ліній зв'язку, ті, що знаходяться поруч, наводить у них ЕРС. Оскільки два проводи зв'язку одного кола знаходяться по відношенню до контактної мережі на різній відстані, то в них індукується ЕРС різної величини одного напрямку. Різниця цих ЕРС, у

двох проводах великої довжини створює в телефонній мережі змінний струм, який складається з тих самих вищих гармонік, що і струм у тяговому колі. Цей струм викликає шум у телефонних апаратах і заважає вести переговори або викривляє телеграфні передачі. Радикальними заходами для усунення електромагнітного впливу тягового струму є віднiс ліній зв'язку на відстань більше 100м від контактної мережі або виконання кабелями ліній зв'язку. Однак ці заходи вимагають великих витрат. Більш доцільно використовувати на тягових підстанціях згладжувальні пристрої, які не пропускають у контактну мережу струми вищих гармонік. Каблювання ліній зв'язку значно дорожче згладжувальних пристроїв, і використовується при системі однофазного струму, оскільки останній викликає не тільки заважаючу але і небезпечну дію на лінії зв'язку. У проводах цих ліній при близькій відстані від колії виникає значна ЕРС (1000В і більше), небезпечна для персоналу та ліній зв'язку. ЗП складається з одного або двох реакторів, ввімкнутих у мінусову шину, резонансних контурів та індуктивних котушок.

Кожний контур настроюють у резонанс на певну частоту з числа гармонік, які є у випрямленій напрузі. Спектр частот у змінній складовій випрямленої напруги дуже різноманітний - від 100 до 6000 Гц через кожні 100 Гц, при цьому найбільші амплітуди напруг мають гармоніки кратні 300 Гц. Найбільший заважаючий вплив на лінії зв'язку роблять гармоніки від 100 до 1500 Гц.

Постійна складова випрямленої напруги не може створювати струми в резонансних контурах в наслідок присутності в них конденсаторів. Змінна складова напруги створює струм, який протікає по реактору та двох паралельних колах і першому резонансному контурі, другому — контактній мережі та тяговим двигунам електровоза. Сума падінь напруги в реакторі ΔU_p і резонансних контурах ΔU_k дорівнює змінній складовій

$$U_{dn} = \Delta U_p + U_k$$

Отже, падіння напруги в резонансних контурах є одночасно тією змінною напругою, яка створює у контактній мережі заважаючий змінний струм. Чим менше падіння напруги ΔU_k, тим менший вплив тягового струму на лінії зв'язку.

Ідеальний ЗП є той, у якого незалежно від частоти вся напруга змінної складової губиться в реакторіL_p, а в резонансних контурах втрати напруги дорівнюють нулю. Для цього необхідно: переріз проводів, які з'єднують контури з шинами, вибирати як можна більшим, а довжину їх скорочувати до мінімуму; щоб уникнути активних втрат, котушки виготовляти з найменшим активним опором, а конденсатори - з найменшими діелектричними втратами; контакти кола контурів робити з найменшим перехідним опором і постійно контролювати їх стан; індуктивний опір кожного контуру добирати відповідно ємнісному опору цього контуру таким чином, щоб їх загальний опір дорівнював нулю, настроювати контури точно в резонанс. Для резонансу першої гармоніки необхідне дотримування співвідношення:

$$X_{Ln} = X_{Cn} \text{або } \omega_n L_n = \frac{1}{\omega_n C_n}$$

де ω_n- кутова частота першої гармоніки;

C_n і L_n- ємність та індуктивність для контуру n-ої гармоніки.

Заважаюча дія змінної складової випрямленої напруги, залежить від падіння напруги в колі резонансних контурів. Згладжувальна дія фільтра, призначеного для тієї чи іншої гармоніки, який проводить струм цієї гармоніки, характеризується коефіцієнтом згладжування $K_{\text{згл.п}}$. Коефіцієнт згладжування це відношення напруги n-ої гармоніки U_{dnn} перед фільтром до напруги цієї гармоніки після фільтра або, що одне і теж, до падіння напруги на контурі фільтра ΔU_{kn}:

$$K_{\text{згл.п}} = \frac{U_{dnn}}{\Delta U_{kn}} = \frac{I_n Z_n}{I_n Z_{kn}} = \frac{Z_n}{Z_{kn}}$$

Оскільки відношення напруг відповідає відношенню повних опорів, то коефіцієнт згладжування якого-небудь контуру можна представити виразом

$$K_{\text{згл.п}} = \frac{Z_n}{Z_{kn}} = \frac{\sqrt{\left(R_{kn} + R_{pn}\right)^2 + \left(X_{kn} + X_{pn}\right)^2}}{\sqrt{{R_{kn}}^2 + {X_{kn}}^2}} \approx \frac{X_{pn}}{R_{kn}}$$

де X_{pn}і X_{kn}- індуктивні контури реактора та контуру для гармоніки n-ої частоти;

R_{pn} і R_{kn}- активні опори реактора та контуру для гармоніки n-ої частоти.

У формулі $K_{\text{згл.п}} = \frac{Z_n}{Z_{kn}} = \frac{\sqrt{\left(R_{kn}+R_{pn}\right)^2+\left(X_{kn}+X_{pn}\right)^2}}{\sqrt{{R_{kn}}^2+{X_{kn}}^2}} \approx \frac{X_{pn}}{R_{kn}}$ під знаком кореня в чисельнику активні опори реактора R_{pn}та контуру R_{kn} та реактивний опір контуру X_{kn}незначні по відношенню з X_{pn}, а в знаменнику $X_{kn} \ll R_{kn}$. Ними зневажають з огляду невеликих значень. Активний опір контуру складається з діелектричних втрат з конденсаторах, які визначаються з кута втрат $tg\delta$ та активного опору індуктивних котушок, проводів і контактів. Цей опір

$$R_{kn} = \frac{atg\delta}{\omega_n C_n}$$

де a - коефіцієнт, який враховує активний опір проводів, контактів і котушок.

$$K_{\text{згл.п}} \approx \frac{X_{pn}}{R_{kn}} = \frac{\omega_n L_{pn}}{atg\delta / \omega_n C_n} = \frac{{\omega_n}^2 L_{pn} C_n}{atg\delta}$$

Коефіцієнт згладжування тим вище, чим більше L_{pn}і C_nта чим менше активний опір контуру. Коли кожний контур LC настроєно на частоту, яка кратна 300 Гц, то згладжувальний пристрій називається одно ланковим (рис. 8.50, а). Є також дволанкові ЗП, коефіцієнт згладжування яких вище одноланкових (рис. 8.50, б,в).

На рис. 6.57,в показано дволанковий семиконтурний згладжувальний пристрій. Перша ланка складається з шести контурів на частоти від 100 до 600 Гц та реактора L_{p1}; друга ланка складається з конденсатора С7 та реактора L_{p2}, паралельно якому приєднаний контур$L_{ш}C_{ш}$. Ця ланка розрахована на згладжування гармоніки з частотою вище 600 Гц. Ланка $L_{p2} - L_{ш}C_{ш}$створює фільтр-пробку для частоти 300 Гц, в якому прийнято $C_{ш} = 12$ мкФ. При відомих значеннях $C_{ш}$і L_{p2} визначають величину $L_{ш}$, виходячи з умови резонансу при частоті 300Гц:

$$X_{Lp2} + X_{Lш} = X_{Cш} \text{ або } \omega L_{p2} + \omega L_{ш} = {}^{1}/_{\omega C_{ш}},$$

$$\text{звідки } L_{ш} = {}^{1}/_{\omega^2 C_{ш}} - L_{p2} = {}^{10^9}/_{4\pi^2 \cdot 300^2 C_{ш}} - L_{p2} = {}^{281{,}5}/_{C_{ш}} - L_{p2}.$$

Для зменшення перешкод у каналах високої частоти передбачається ввімкнення конденсатора С=112 мкФ між катодом випрямляча та контуром заземлення підстанцій, як показано на рис. 6.57,в. Вухо людини сприймає гармоніки частотою від 100 до 5000

Гц. Проте дія їх на слух при одній і тій же напрузі різна. Заважаючу дію тієї чи іншої гармоніки визначають, порівнюючи її з гармонікою частотою 800 Гц, прийнятою згідно міжнародних норм.

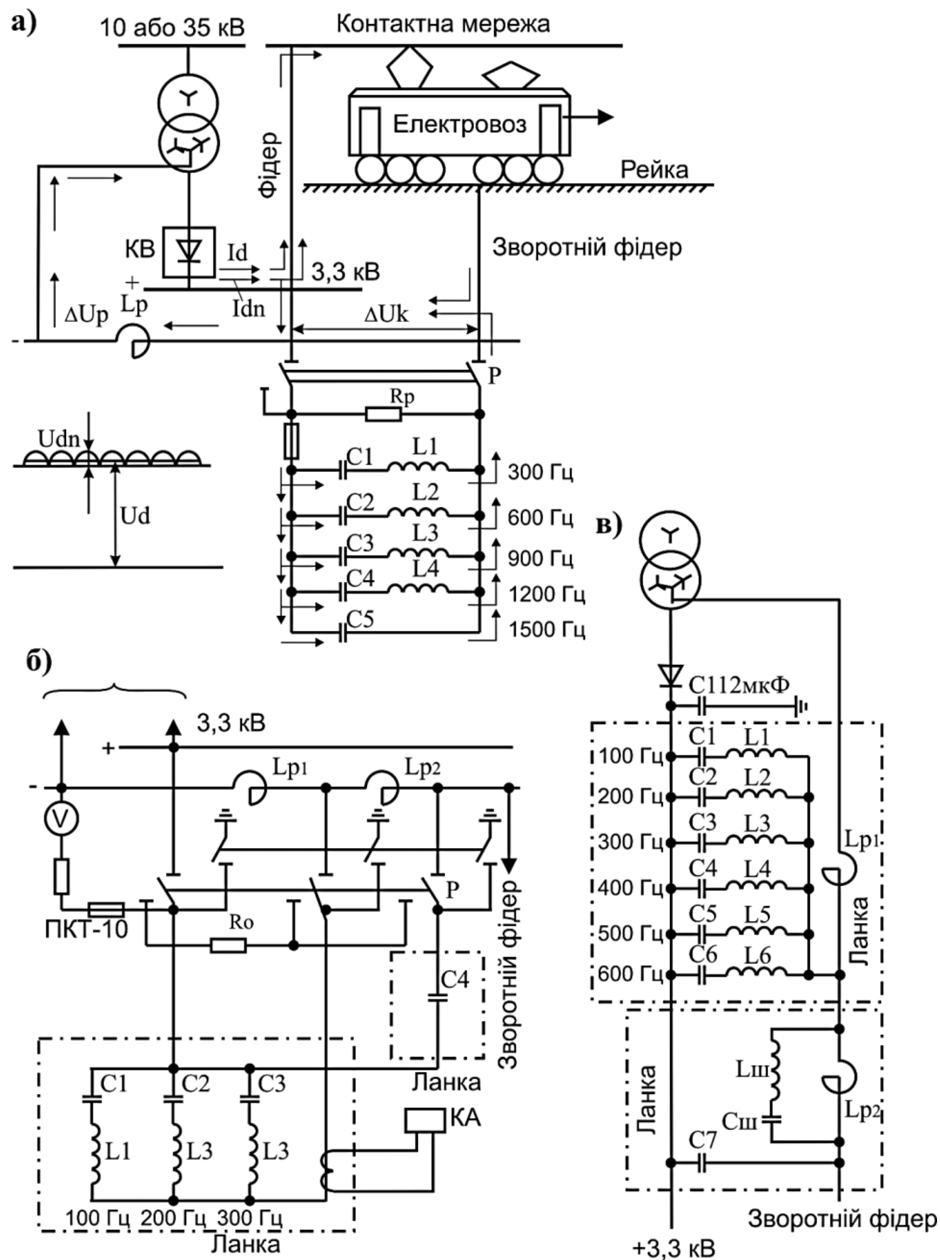


Рис. 8.50 Схеми згладжуючих пристроїв:
а) одноланкового; б), в) двохланкового.

За нормами необхідно, щоб значення загальної еквівалентної заважаючої напруги U_{em} на виході живлячої лінії тягової мережі, для запобігання перешкод, не перевищувало 0.001517 U_d, тобто близько 5 В. Виходячи з цієї норми, обирають Індуктивності реакторів та ємності при проектуванні. Згладжуючи пристрої в залежності від індуктивностей реакторів забезпечують наступні значення $K_{\text{згл.п}}$та U_{em}:

$$K_{\text{згл.п}} = 55 \div 150 \text{ - } U_{em} = 2{,}8 \div 1{,}2 \text{ В};$$
$$K_{\text{згл.п}} = 180 \div 340 \text{ - } U_{em} = 0{,}7 \div 0{,}4 \text{ В};$$

При вимушених режимах роботи випрямлячів (робота без однієї фази) можливе виникнення гармоніки 150 Гц, яка має великий коефіцієнт пульсації та викликає великі

перешкоди в лінії зв'язку. Для сигналізації про вимушений режим в коло фільтрів вмикають трансформатори струму котушкового типу ТК4, від якого живиться струмове реле КА (рис. 8.50, б), що замикає коло сигналізації при виникненні гармоніки.

При виконанні ремонтних робіт в ЗП необхідно уважно виконувати правила техніки безпеки. Конденсатори відключеного ЗП являють собою велику небезпеку для обслуговуючого персоналу, тому що на їх обкладинках зберігаються накопичені заряди. Конденсатори треба негайно розрядити після відключення ЗП. Для розряду конденсаторів використовують резистор R_p, коло якого створюється роз'єднувачем Р при відключенні ЗП. Окрім того, необхідний додатковий розряд кожного конденсатора спеціальним переносним розрядним резистором у зв'язку присутності в них залишкових зарядів, небезпечних для життя людини.

Важливою перевагою впровадження на тягових підстанціях дванадцяти-пульсових схем випрямлення є можливість застосування більш простих та економічних згладжуючих пристроїв. Схема такого пристрою наведена на рис. 8.51. Приєднування ЗП до шин РУ - 3,3кВ виконується роз'єднувачем QS. Через полюс роз'єднувача QS до шин підключається вольтметр PV, який захищається запобіжником FU_2. Рекомендовано застосовувати реактор LR з індуктивністю, яка дорівнює 5 мГн, а конденсатор з ємністю – 400 мкФ.

При певних умовах у колі ЗП можуть спостерігатися резонансні явища на частотах від 50 до 150 Гц, при яких різко збільшуються струми гармонік у ЗП. Це може стати причиною помилкової роботи пристроїв залізничної сигналізації. Для демпфірування резонансних явищ рекомендується паралельно ємності С вмикати резонансний L_1C_1 – контур, який настроюється на частоту 100 Гц. Наявність такого контуру дозволяє не тільки виключити резонансні явища на цій частоті, але й збільшити коефіцієнт згладжування.

Захищається ЗП запобіжниками FU_1, а для контролю за роботою ЗП встановлюється трансформатор струму ТА. У колі вторинної обмотки ТА присутній амперметр та реле струму. Останнє необхідно для подавання сигналу обслуговуючому персоналу про збільшення струму у ЗП (наприклад, при значному збільшенні несиметрії або несинусоїдальності живлячої напруги підстанції, обриві кола однієї фази обмотки тягового трансформатора і т.д.). Струм спрацьовування цієї сигналізації становить від 60 до 80 А.

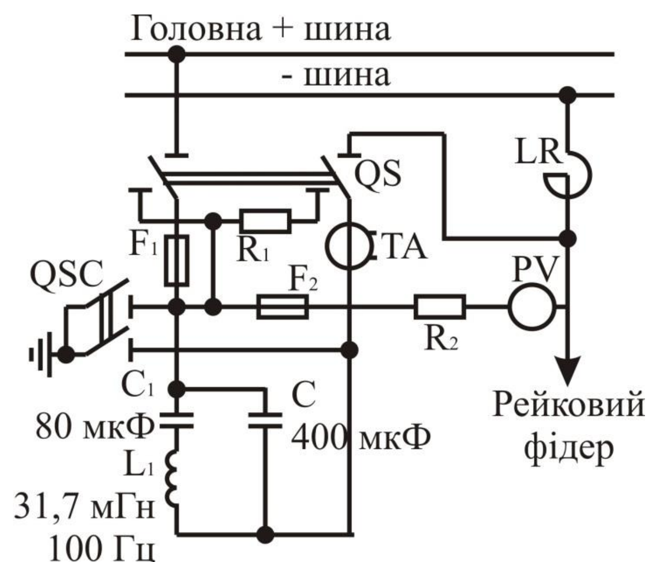


Рис. 8.51 Схема згладжувального пристрою при 12-ти пульсовій схемі випрямлення

Конструкція згладжувального пристрою наведена на рис. 8.52. Реактор згладжувального пристрою (ЗП) встановлюють на ізоляторах для ізоляції від землі. Його індуктивність не залежить від величини струму, оскільки він не має стального осердя. Реактори ЗП комплектують з блоків заводського виготовлення. Блок складається з чотирьох секцій, в секції 14 рядів, а в кожному ряді 8 витків. Блок має 8 виводів (по два виводи від кожної секції), що дозволяє здійснити паралельно-послідовне або паралельне з’єднання секцій між собою. Число блоків у ЗП визначається потрібною індуктивністю реактора, яка необхідна для досягнення відповідного значення коефіцієнта згладжування в залежності від параметрів контурів ЗП. В згладжувальних пристроях застосовують реактори типу РБФАУ- 3,3- 6500/3250 У2 (реактор бетонний, фільтровий, алюмінієвий, універсальний, номінальна напруга 3,3 кВ, номінальний струм 6500 або 3250 А, для помірного клімату, для встановлення в камерах з металевими огородженнями).

В кожному контурі встановлюють три котушки (2, 3, 4), які розташовуються паралельно на брусі. Вони можуть переміщуватись одна відносно іншої. Змінюючи відстань між котушками контуру, отримують потрібну індуктивність. Котушки виготовляють з мідного проводу, який намотують на ізольований каркас.

Для резонансних контуров використовують фільтрові паперово-масляні конденсатори (1) типу ФМТЧ-12 (ФМТ-4-12) ємностю по 12 мкФ, які розраховані на напругу 4 кВ та типу ФСТ- 4-13, які заповнені синтетичною рідиною (номінальна напруга 4 кВ, номінальна ємність 13 мкФ). Усі з’єднання котушок і конденсаторів виготовляють з полосової міді. Індуктивні котушки та конденсатори розміщують згідно умов безпеки в окремому ізольованому приміщенні. Котушки розмішують так, щоб не було взаємного впливу різних контурів один на одного. За вимогами щодо зручності монтажу конденсатори і котушки встановлюють комплектно в металевих шафах. Захист конденсаторів і котушок від КЗ здійснюють високовольтні запобіжники типу ПК-6/150. Через те, що реактори мають великі габарити та масу (біля 4 т), їх встановлюють у прибудові або в металевих камерах з асбоцементним облицюванням.

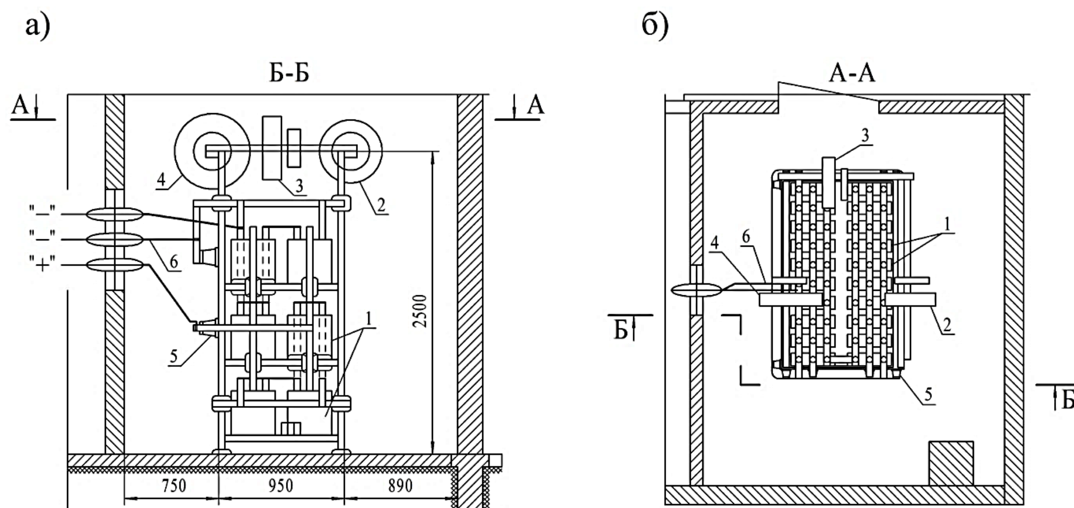


Рис. 8.52 Згладжувальний пристрій (фільтр-пристрій) 3,3 кВ:
1 - конденсатор 10 мкФ, 4000 В; 2, 3 і 4 -котушки відповідно 1, 2 і 3-го контурів; 5 - опорний ізолятор; 6 - мідна шина.

8.3.5 Розрядний пристрій

Відключення швидкодіючого вимикача (ШВ) при струмах КЗ та перевантаженнях на фідерах постійного струму супроводжується підгорянням головних контактів та стінок дугогасильних камер ШВ, спрацьовуванням розрядників у РУ - 3,3 кВ. Такі явища

відбуваються з-за перенапруг, які створюються електромагнітною енергією, яка утворюється в реакторі ЗП. Величина накопиченої енергії W_p залежить від індуктивності реакторів L_p та квадрату струму I_p, тобто $W_p = L_p I^2_p/2$. Дія W_p проявляється з момент гасіння дуги у ШВ. Для гасіння цієї енергії застосовують пристрій розрядний (ПР), який шунтує реактори. Застосовують ПР при індуктивності реакторів 10 мГн та більше. Це дозволяє у 2-3 рази зменшувати енергію, яка виділяється у дугогасних камерах ШВ, подовжити строк служби ШВ, за рахунок зменшення зносу контактів та стінок дугогасильних камер; зменшити час відключення струму КЗ вимикачем, що може зменшити ймовірність пережогів контактної мережі; зменшити перенапругу на шинах 3,3 кВ, що суттєво полегшить роботу вентильних розрядників. Пристрій розрядний складається з двох паралельних кіл діодів Д1-Д10-типу ВЛ-200-10 з резисторами R1=R10 і чотирьох секцій на тиристорах Т1-Т6 типу ТЛ-200= 10 (рис. 8.53).

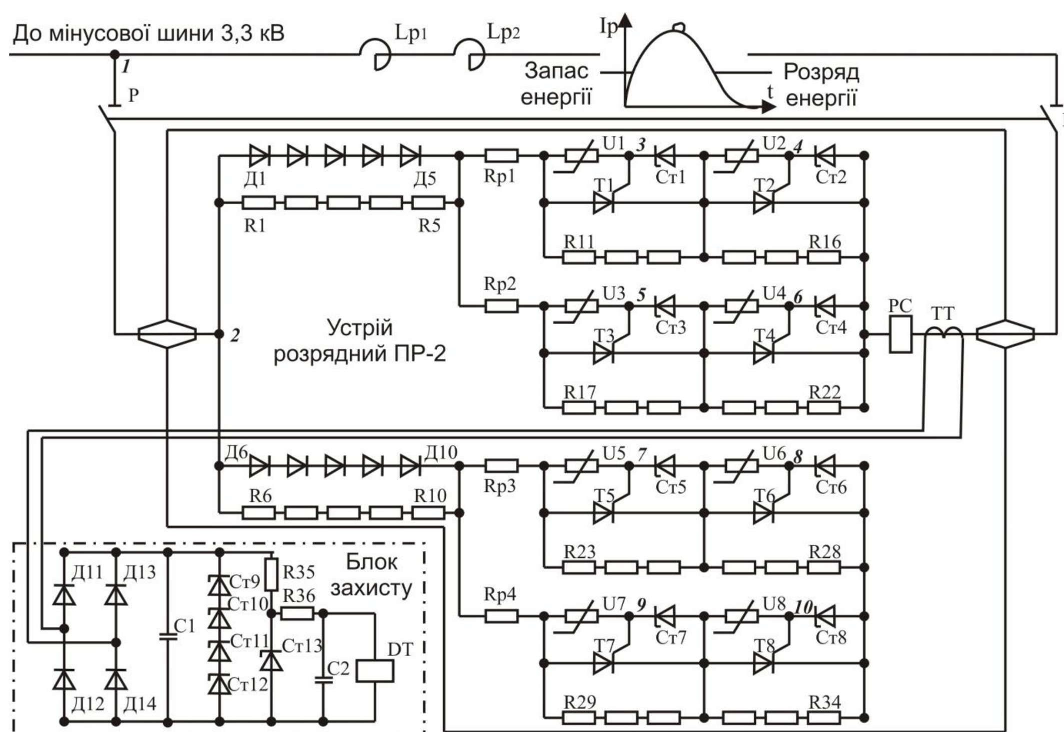


Рис. 8.53 Пристрій розрядний ПР-2

В кожній секції ввімкнено послідовно по 2 тиристори. В керуючі електроди пристроїв ввімкнені варистори U1-U8, які є датчиками для ПР.

У нормальному режимі роботи фідерів контактної мережі на затискачах 1-12 реакторів утворюється ЕРС самоіндукції, величина якої змінюється в залежності від навантаження підстанції. Оскільки величина цієї ЕРС незначна, спрацьовування ПР не відбувається. Коли відключення ШВ відбувається від КЗ або перевантаження, то на реакторі з’являється ЕРС самоіндукції зі знаком плюс у точці 1, і зі знаком мінус у точці 12. Якщо амплітуда ЕРС самоіндукції перевісить напругу відкриття варисторів однієї з секцій, наприклад, варисторів ІІІ і Ш, починає протікати невеликий струм по колу: 1-2-ДІ,Д5 і R1,R5-R_p 1=U1-Ст1-U2-Ст2-11-РС-ТС-12. Зі стабілітронів Ст. l та Ст. 2 з точок 3 і 4 поступають позитивні відпираючі потенціали на керуючі електроди тиристорів Т1 і Т2. При відкритому стані тиристорів Т1,Т2 протікають по колу 1-2-Д1Д5 і К1Д5-R_{p1}-Т1Д7-11-РС-ТС-12 струми більшої величини. Коли струм через розрядний резистор R_{p1} досягне величини, при якій падіння напруги на ньому стане більше напруги відкриття варисторів іншого кола, наприклад U3 і U4, відбудеться відкриття тиристорів другої секції і так далі. Енергія, накопичена в реакторах L_{p1}, L_{p2},розсіюється в резисторах R_{p1}-

$R_{р4}$. Після вимкнення ШВ, знижується до робочого значення напруга на реакторі і змінюється полярність на ньому - мінус в точці 1 і плюс в точці 12. Тиристори закриваються, шунтуюча дія ПР припиняється.

При пробої тиристорів будь-якої секції відбувається хибна робота ПР. Внаслідок тривалого шунтування реакторів порушується нормальна робота ЗП. Крім того, тривале протікання пульсуючого струму через діоди Д1-Д10 може вивести їх з ладу.

Блок захисту ПР складається з діодного мосту Д11-Д14, фільтра з конденсаторів СІ і С2, стабілітронів Ст9-Ст13, резисторів К35 і К36 герконого реле РС з магнітокерівними контактами. При пробої тиристорів відбувається кидок струму через первинну обмотку ТС. У вторинній обмотці ТС наводиться ЕРС значної величини, яка, випрямляючись діодним мостом і стабілізуючись, подається на швидкодіюче реле РС. Реле РС спрацьовує при амплітудному значенні струму в первинній обмотці ТС більше 20 А. Контакти реле РС замикають коло моторного приводу, діючого на відключення роз'єднувача Р. При дійсній роботі ПР, тобто при шунтуванні ним реакторів у момент відключення ШВ від струмів КЗ або перенавантаженні, імпульс струму також трансформується у вторинну обмотку ТС, проте реле РС не спрацьовує, тому, що фільтр з конденсаторів С1 і С2 затримує зростання напруги на котушці реле РС на час відключення ШВ. Спрацьовування ПР фіксується регістратором спрацьовування РС.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Чому фази обмотки напругою 27,5 кВ силового (тягового) трансформатора завантажені нерівномірно?
2. Як зменшують реактивну складову у тяговій мережі змінного струму?
3. Яке призначення швидкодіючих вимикачів постійного струму?
4. Як гаситься електрична дуга в швидкодіючих вимикачах?
5. Чому не можна гасити дугу постійного струму трансформаторним маслом?
6. З яких основних елементів складається дугогасильна камера швидкодіючих вимикачів ВАБ - 43 ?
7. Для чого використовується катодні автомати?
8. Назвіть оновні елементи автомата ВАБ – 43.
9. Назвіть оновні елементи автомата ВАБ – 49.
10. Назвіть оновні елементи автомата ВАБ – 206.
11. Який принцип дії швидкодіючих вимикачів?
12. Які основні конструктивні елементи мають однофазні та двофазні вимикачі змінного струму?
13. Яке призначення перетворювальних агрегатів?
14. З чого складаються перетворювальні агрегати?
15. В чому полягають відмінності тягових трансформаторів від силових?
16. Які складові має випрямлена напруга?
17. Яке призначення має згладжувальний пристрій?
18. Що таке електромагнітна дія тягового струму на суміжні пристрої?
19. Яке призначення має розрядний пристрій?
20. Пояснить роботу трифазної дванадцятипульсової схеми випрямлення
21. Пояснить роботу трифазної мостової схеми випрямлення
22. Пояснить роботу схеми випрямлення «дві зворотні зірки із згладжувальним реактором».
23. З яких основних елементів складається дугогасильна камера швидкодіючих вимикачів ВАБ - 49?
24. З яких основних елементів складається дугогасильна камера швидкодіючих вимикачів ВАБ - 206?

25. З яких основних елементів складається випрямляч ПВЕ - 5?
26. З яких основних елементів складається випрямляч серії ТПЕД?
27. Поясніть принцип дії лавинних діодів.

РОЗДІЛ 9 ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

9.1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СХЕМИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

9.1.1 Види схем та їх призначення

Головна схема електричних з'єднань підстанції (електростанції) – це сукупність основного електроустаткування (генератори, трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями.

Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини підстанції (електростанції), тому що вона визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Обрана головна схема є вихідною при складанні принципових схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем тощо.

На кресленні головні схеми зображуються в однолінійному виконанні при відключеному положенні всіх елементів установки. У деяких випадках допускається зображувати окремі елементи схеми в робочому положенні.

У деяких випадках використовують багатолінійні схеми, на яких показують всі фази електроустановки та нульовий провід. Однолінійні схеми складають для всієї електроустановки, а ті ділянки схеми, де по фазах є відмінності, мають багатолінійне виконання. Всі елементи схеми й зв'язку між ними зображуються у відповідності зі стандартами єдиної системи конструкторської документації (ЄСКД).

В умовах експлуатації поряд із принциповою, головною схемою, застосовуються спрощені оперативні схеми, в яких вказується тільки основне обладнання.

При проєктуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій показуються основні функціональні частини електроустановки (розподільні установки, трансформатори) та зв'язки між ними. Структурні схеми слугують для подальшої розробки більш докладних і повних принципових схем, а також для загального ознайомлення з роботою електроустановки.

На кресленнях цих схем функціональні частини зображуються у вигляді прямокутників або умовних графічних зображень (рис. 9.1, а). Ніякої апаратури (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму тощо) на схемі не показують.

На рис. 9.1, б показана головна схема цієї ж підстанції без деяких апаратів - трансформаторів струму, напруги, розрядників. Така схема є спрощеною принциповою схемою електричних з'єднань.

На повній принциповій схемі (рис. 9.1, в) вказують всі апарати первинного кола, заземлюючі ножі роз'єднувачів та віддільників, вказують також типи застосовуваних апаратів.

В оперативній схемі (рис. 9.1, г) умовно показані роз'єднувачі та заземлюючі ножі. Дійсне положення цих апаратів (увімкнуте, вимкнуте) показується на схемі черговому персоналу кожної зміни.

Відповідно до ДСТУ літерно-цифрове позначення в електричних схемах складається із трьох частин: 1-а вказує вид елемента, 2-а - його порядковий номер, 3-я - його функцію. Вид та номер є обов'язковою частиною умовного літерно-цифрового позначення та повинні привласнюватися всім елементам і пристроям об'єкта. Вказівка функції елемента (3-я частина позначення) необов'язкова.

У 1-й частині записують одну або кілька літер латинського алфавіту, в 2-й частині - одну або кілька арабських цифр, що характеризують порядковий номер елемента. Наприклад, *QS1* - роз'єднувач № 1; *Q2* - вимикач № 2; *QK*- секційний вимикач.

Рис. 9.1 Види схем на прикладі підстанції 110/10 кВ:
а) структурна; б) спрощена принципова; в) повна принципова; г) оперативна.

9.1.2 Основні вимоги до головних схем електроустановок

Зі складного комплексу умов, що впливають на вибір головної схеми електроустановки, можна виділити основні вимоги до схем:

- надійність електропостачання споживачів;
- пристосованість до проведення ремонтних робіт;
- оперативна гнучкість електричної схеми;
- економічна доцільність.

Надійність - властивість електроустановки, ділянки електричної мережі або енергосистеми в цілому забезпечити безперебійне електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості. Ушкодження устаткування в будь-якій частині схеми, по можливості, не повинне порушувати електропостачання, видачу електроенергії в енергосистему, транзит потужності через шини. Надійність схеми повинна відповідати характеру (категорії) споживачів, що одержують живлення від даної електроустановки.

Надійність можна оцінити частотою та тривалістю порушення електропостачання споживачів і відносним аварійним резервом, що необхідний для забезпечення заданого рівня безаварійної роботи енергосистеми та її окремих вузлів.

Пристосованість електроустановки до проведення ремонтів визначається можливістю проведення ремонтів без порушення або обмеження електропостачання споживачів. Є схеми, у яких для ремонту вимикача треба відключати дане приєднання на увесь час ремонту; в інших схемах потрібно лише тимчасове відключення окремих приєднань для створення спеціальної ремонтної схеми; у третіх - ремонт вимикача виконується без порушення електропостачання навіть на короткий строк.

Таким чином, пристосованість для проведення ремонтів розглянутої схеми можна оцінити кількісно частотою й середньою тривалістю відключень споживачів і джерел живлення для ремонтів устаткування.

Оперативна гнучкість електричної схеми визначається її пристосованістю для створення необхідних експлуатаційних режимів і проведення оперативних перемикань.

Найбільша оперативна гнучкість схеми забезпечується, якщо оперативні перемикання в ній виконуються вимикачами або іншими комутаційними апаратами з дистанційним приводом. Якщо всі операції здійснюються дистанційно, а ще краще засобами автоматики, то ліквідація аварійного стану значно прискорюється.

Оперативна гнучкість оцінюється кількістю, складністю й тривалістю оперативних перемикань.

Економічна доцільність схеми оцінюється наведеними витратами, що включають у себе витрати на спорудження установки - капіталовкладення, її експлуатацію й можливий збиток від порушення електропостачання. Докладно методика підрахунку наведених витрат викладена нижче.

9.2 ГОЛОВНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ

9.2.1 Спрощені схеми електричних з’єднань

При невеликій кількості приєднань на боці 35 – 220 кВ застосовують спрощені схеми, в яких за звичай відсутні збірні шини, кількість вимикачів зменшене. В деяких схемах вимикачів високої напруги навіть не передбачається. Спрощені схеми дозволяють зменшити витрати електрообладнання, будівельних матеріалів, знизити вартість розподільного пристрою, прискорити його монтаж. Такі схеми знайшли широке застосування на підстанціях.

Однією зі спрощених схем є схема блока трансформатор – лінія (рис. 9.2). В блочних схемах елементи електроустановки з’єднують без поперечних зв’язків з іншими блоками.

В схемі блока трансформатор – лінія (рис.9.2, а) на боці ВН встановлюється роз’єднувач *QS1*, а на боці 6 – 10 кВ – вимикач *QS2*. При ушкодженні в трансформаторі, релейним захистом вимикається вимикач *Q2* та відсилається телевимикаючий імпульс (ТВ) на вимикання вимикача *Q1* живлячої лінії *W1*.

Якщо від лінії *W1* живляться кілька підстанцій, то для відновлення їх роботи необхідно вимкнути роз’єднувач *QS1* оперативно – виїзною бригадою, після чого увімкнути вимикач *Q1* та поставити лінію *W1* під напругу, що пов’язано з перервою електропостачання не тільки від ушкодженої підстанції, а й всіх підстанцій, які приєднані до лінії *W1*. Спрощення схеми призводить до зменшення надійності електропостачання.

Гнучкість схеми можна збільшити шляхом встановлення на ВН вимикача *Q1* (рис. 9.2, в). У цьому випадку вимикання трансформатора вимикачами *Q2* та *Q1* не впливає на роботу лінії *W1*.В діючих енергосистемах збереглися підстанції, де на ВН встановлені віддільники *QR* та короткозамикачі *QN* (рис. 7.2, б).

У нормальному режимі трансформатор вимикається вимикачем *Q2*, а потім струм намагнічування вимикається віддільником *QR*. Припустимість цієї операції залежить від потужності трансформатора та його номінальної напруги.

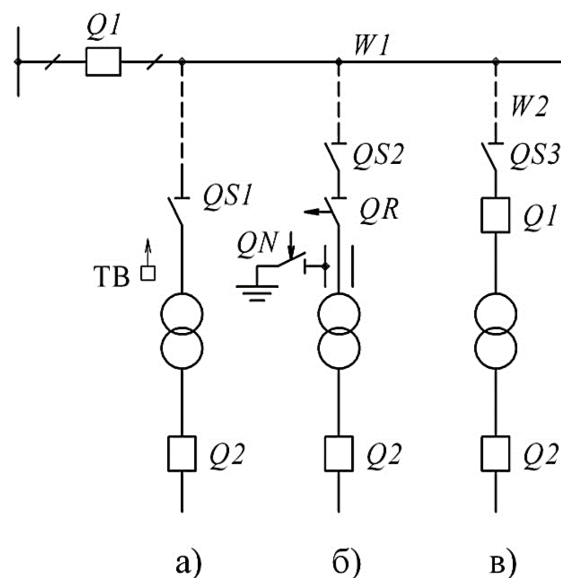


Рис.9.2 Схеми блоків трансформатор – лінія:
а) без вимикача ВН; б) з віддільником ВН; в) з вимикачем ВН

При ушкодженні в трансформаторі, релейним захистом вимикається вимикач *Q2* та подається імпульс на привід короткозамикача *QN*, який вимикаючись, створює штучне КЗ. Релейний захист лінії *W1* спрацьовує та вимикає вимикач *Q1*, а після цього автоматично вимикається віддільник *QR*. Транзитна лінія повинна залишатися під напругою, тому після спрацьовування *QR* автоматично вмикається *Q1*. Пауза в схемі АПВ повинна бути узгоджена з часом вимкнення *QR*, в протилежному випадку лінія буде увімкнена на не усунуте ушкодження в трансформаторі. Застосування короткозамикачів створює тяжкі умови для роботи вимикача на живлячому кінці лінії, тому що він вимикає близьке КЗ.

Надійність розглянутої схеми залежить від чіткості та надійності роботи короткозамикачів та віддільників. Такі схеми застосовуються для підстанцій 110 кВ з трансформатором потужністю 25 МВ·А та менше.

9.2.2 Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем (одинарна секціонована система збірних шин)

На рис. 9.3 показана схема з однією системою збірних шин, яка секціонується вимикачем. Аварія на збірних шинах призводить до відключення тільки одного джерела та половини споживачів; друга секція і всі приєднання до неї залишаються в роботі. Перевагами схеми є простота, наочність, економічність, досить висока надійність, що можна підтвердити на прикладі приєднання головної знижувальної підстанції (ГЗП) до шин електроустановки двома лініями *W3, W4*. При ушкодженні однієї лінії (КЗ у т. *К-2*) відключаються вимикачі *Q2, Q3* та автоматично включається *QK3*, відновлюючи живлення першої секції ГЗП по лінії *W4*.

При КЗ на шинах у т. *К-1* відключаються вимикачі *QK1, Q6, Q3* та автоматично включається *QK3*. При відключенні одного джерела навантаження приймає джерело, що залишилося в роботі.

Таким чином, живлення ГЗП у розглянутих аварійних режимах не порушується завдяки наявності двох живильних ліній, приєднаних до різних секцій, кожна з яких повинна бути розрахована на повне навантаження (100%-вий резерв по мережі). При наявності такого резерву по мережі схема з однією секціонованоюсистемою шин може бути рекомендована для відповідальних споживачів. Ця схема застосовується для РУ напругою 6; 10; 35 кВ.

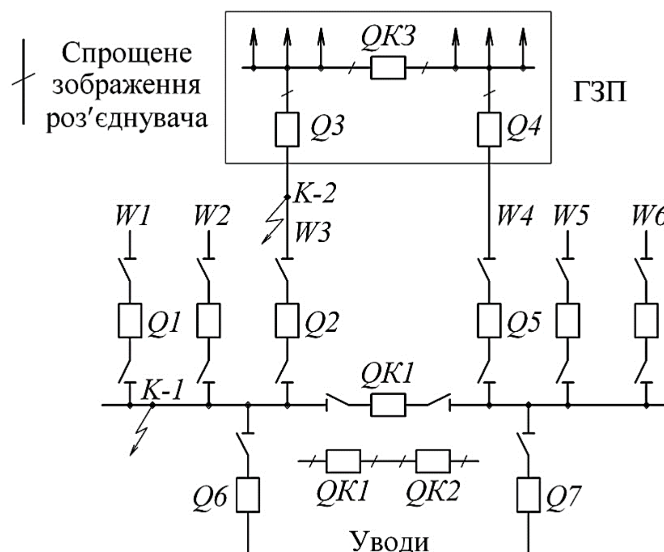


Рис. 9.3 Одинарна секціонована система збірних шин

9.2.3 Схема з однією робочою та обхідною системами шин

При великій кількості приєднань на підвищеній напрузі можливе застосування схем з одинарною секціонованою системою шин (рис. 7.3). Ця схема має ряд істотних недоліків, у тому числі необхідність відключення лінії або джерел живлення на увесь час ремонту вимикача в їхньому колі. При напрузі 35 кВ відключення лінії буде нетривалим, тому що тривалість ремонту вимикачів невелика. У цей період використовується резерв по мережі, щоб забезпечити живлення споживачів. При напругах 110 кВ і вище тривалість ремонту вимикачів зростає, й стає неприпустимим відключення кола на увесь час ремонту, тому схема по рис. 9.3 застосовується тільки для РУ - 35 кВ. Однією з важливих вимог до схем на стороні вищої напруги є створення умов для ревізій і

випробувань вимикачів без перерви роботи. Цим вимогам відповідає схема з обхідною системою шин (рис. 9.4).

У нормальному режимі обхідна система шин *KB* перебуває без напруги, роз'єднувачі *QSB1*, *QSB2*, *QSB3* тощо., що з'єднують лінії та трансформатори з обхідною системою шин, відключені (рис. 9.4, а) . Обхідний вимикач *QB* відключений. Секції з'єднані між собою вимикачем *QK*. За допомогою обхідної системи шин будь-який вимикач ліній і трансформаторів може бути замінений обхідним вимикачем, для чого треба зробити наступні операції: включити *QB* для перевірки справності обхідної системи шин; відключити *QB*; включити роз'єднувач від обхідної системи шин до того приєднання, де намічений ремонт вимикача (*QSB1*); включити обхідний вимикач *QB*; вимкнути вимикач *Q1*, намічений для ремонту; відключити роз'єднувачі з обох боків вимикача *QS1* й *QS2*.

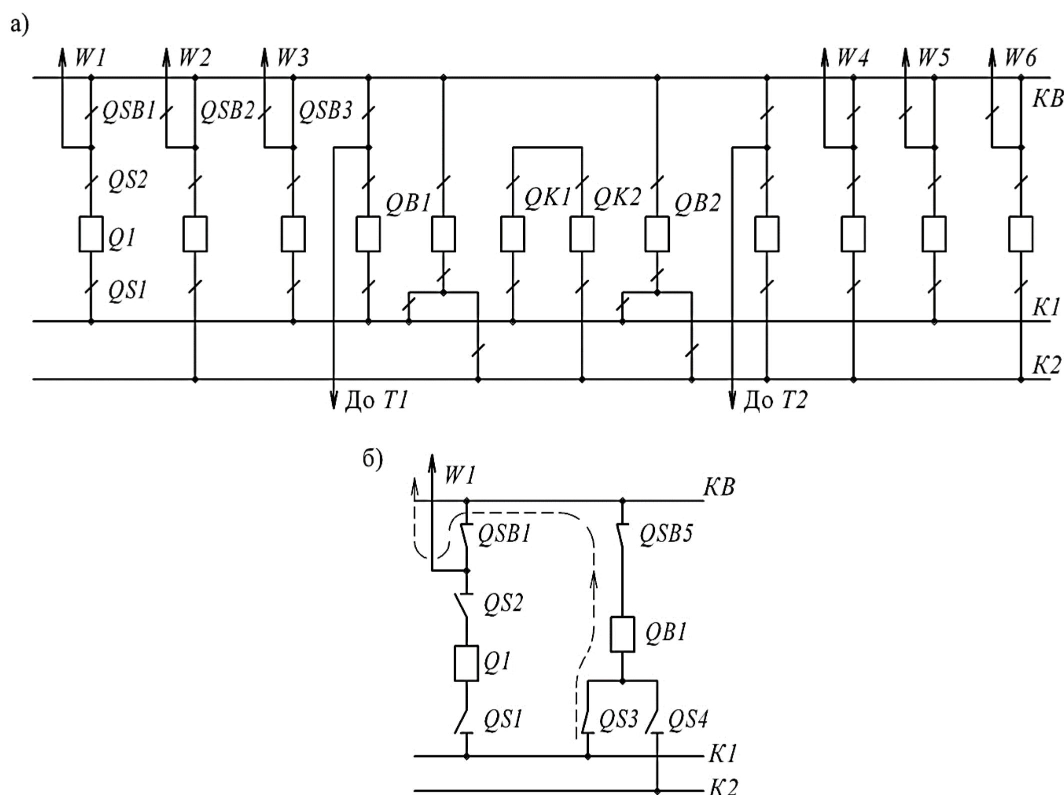


Рис. 9.4 Схема з однією секціонованою та обхідною системами шин

Після зазначених операцій лінія *W1* одержує живлення через обхідну систему шин, вимикач *QB* - від першої секції збірних шин *K1* (рис. 9.4, б). Всі ці операції виконуються без порушення електропостачання по лінії *W1*, хоча вони пов'язані з великою кількістю перемикань. У розглянутій схемі ремонт секції *K1* або *K2* пов'язаний з відключенням усіх ліній, приєднаних до даної секції й одного трансформатора, тому такі схеми можна застосовувати при парних лініях або лініях, що зарезервовані від інших підстанцій.

У розглянутій схемі ремонт секції *K1* або *K2* пов'язаний з відключенням всіх ліній, приєднаних до даної секції та одного трансформатора, тому такі схеми можна застосовувати при парних лініях або лініях, що резервуються з інших підстанцій, а також радіальних, але не більше однієї на секцію. Число приєднань на секції РУ 35-220 кВ має визначатися економічною доцільністю встановлення секційних вимикачів з урахуванням вартості на недовідпущену електроенергію при повному погашенні РУ.

Обхідна система шин не передбачається для РУ 35 кВ та КРУЕ, тому що тривалість ремонту вимикачів 35 кВ невелика, і на цей період можна скористатися резервом по мережі.

9.2.4 Схема з двома робочими та обхідною системами шин

Для РУ 110 – 220 кВ з великою кількістю приєднань застосовується схема з двома робочими та обхідною системами шин з одним вимикачем на коло (рис.9.5, а). Як правило, обидві системи шин знаходяться в роботі при відповідному фіксованому розподілу всіх приєднань: лінії *W1, W3, W5* та трансформатор *T1* приєднані до першої системи шин *K1*, лінії *W2, W4, W6* та трансформатор *T2* – до другої системи шин *K2*, шинозʼєднувальний вимикач *QK* увімкнений. Такий розподіл приєднань збільшує надійність схеми, тому що при КЗ на шинах вимикається шинозʼєднувальний вимикач *QK* та тільки половина приєднань. Якщо ушкодження на шинах стійке, приєднання, яке вимкнулося, переводять на неушкоджену систему шин. Перерва електропостачання половини приєднань визначається тривалістю перемикань. Розглянута схема застосовується для РУ 110 – 220 кВ на боці ВН та СН підстанцій при кількості приєднань 7 – 15, а також на електростанціях при кількості приєднань 11.

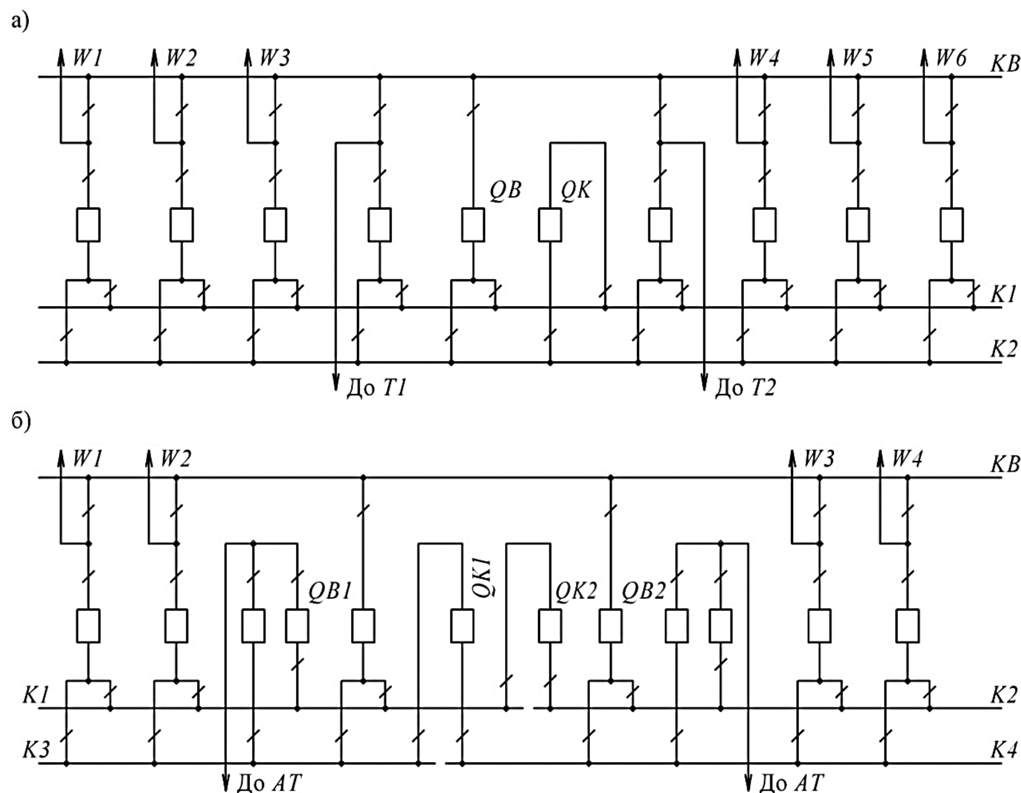


Рис. 9.5 Схема з двома робочими та обхідною системами шин: а) робочі системи шин не секціоновані; б) робочі системи секціоновані.

На ТЕС при числі приєднань 12 та більше секціонуються вимикачами системи шин. Якщо до шин РУ 110-220 кВ приєднуються два резервні трансформатори власних потреб, то секціонуються обидві системи шин незалежно від числа приєднань.

На підстанціях секціонується одна система шин 220 кВ при числі приєднань 12-15 або при встановленні трансформаторів потужністю 125 МВ А і більше; обидві системи шин 110 - 220 кВ секціонуються при числі приєднань понад 15. Для збільшення надійності схеми, що розглядається, моноблоки потужністю 500 МВт та вище і автотрансформатори звʼязку потужністю 500 МВ·А та вище приєднуються до РУ підвищеної напруги не менше ніж через два вимикача до різних систем збірних шин (рис.9.5, б). Ці вимикачі у нормальному режимі виконують функції шинозʼєднувального вимикача. При ушкодженні на будь-якій системі шин *AT* або блок Г – Т залишаються в роботі. Виключається можливість втрати обох систем шин.

9.2.5 Схема з двома системами шин та трьома вимикачами на два кола

У розподільних установках 330-750 кВ застосовується схема із двома системами шин та трьома вимикачами на два ланцюги. Як видно із рис. 9.6 на шість приєднань необхідно дев'ять вимикачів, тобто на кожне приєднання "півтора" вимикача (звідси походить друга назва схеми: "полуторна", або "схема з 3/2 вимикача на коло").

Кожне приєднання увімкнено через два вимикачі. Для відключення лінії *W1* необхідно відключити вимикачі *Q1, Q2*, для відключення трансформатора *T1 – Q2, Q3*.

У нормальному режимі всі вимикачі увімкнені, обидві системи шин знаходяться під напругою. Для ревізії будь-якого вимикача відключають його та роз'єднувачі, встановлені по обидва боки вимикача. Кількість операцій для виведення в ревізію - мінімальна, роз'єднувачі служать лише для відокремлення вимикача під час ремонту, жодних оперативних перемикань ними не здійснюють.

Перевагою схеми є те, що при ревізії будь-якого вимикача все приєднання залишаються у роботі. Іншою перевагою полуторної схеми є її висока надійність, тому що всі кола залишаються в роботі навіть у разі пошкодження на збірних шинах. Так, наприклад, при КЗ на першій системі шин відключаться вимикачі *Q3, Q6, Q9*, шини залишаться без напруги, але всі приєднання збережуться в роботі.

При однаковій кількості джерел живлення та ліній робота всіх кіл зберігається навіть при відключенні обох систем шин, при цьому може лише порушитись паралельна робота на стороні підвищеної напруги.

Схема дозволяє у робочому режимі без операцій роз'єднувачами проводити випробування вимикачів. Ремонт шин, очищення ізоляторів, ревізія шинних роз'єднувачів проводяться без порушення роботи кіл (відключається відповідний ряд шинних вимикачів), всі кола продовжують працювати паралельно через систему шин, що залишилася під напругою.

Кількість необхідних операцій роз'єднувачами протягом року для виведення в ревізію по черзі всіх вимикачів, роз'єднувачів та збірних шин значно менша, ніж у схемі з двома робочими та обхідними системами шин.

Для збільшення надійності схеми однойменні елементи приєднуються до різних систем шин: трансформатори *T1, T3* та лінія *W2* - до першої системи шин, лінії *W1, W3*, трансформатор *T2* - до другої системи шин. При такому поєднанні у разі пошкодження будь-якого елемента або збірних шин при одночасній відмові в дії одного вимикача та ремонті вимикача іншого приєднання відключається не більше однієї лінії та одного джерела живлення.

Так, наприклад, при ремонті *Q5*, КЗ на лінії *W1* та відмові в роботі вимикача *Q1* відключаються вимикачі *Q2, Q4, Q7*, в результаті чого, крім пошкодженої лінії *W1*, буде відключений ще один елемент - *T2*. Після відключення зазначених вимикачів лінія *W1* може бути відключена лінійним роз'єднувачем і трансформатор *T2* увімкнений *Q4*. Одночасне аварійне відключення двох ліній або двох трансформаторів у розглянутій схемі є малоймовірним.

У схемі на рис. 9.6 до збірних шин приєднано три ланцюжки. Якщо таких ланцюжків буде понад п'ять, то шини рекомендується секціонувати вимикачем.

Недоліками розглянутої схеми є:

- відключення КЗ на лінії двома вимикачами, що збільшує загальну кількість ревізій вимикачів;

- подорожчання конструкції РУ при непарному числі приєднань, оскільки один ланцюг повинен приєднуватися через два вимикачі;

- зниження надійності схеми, якщо кількість ліній відповідає кількості трансформаторів. В даному випадку до одного ланцюжка з трьох вимикачів

приєднуються два однойменних елементи, тому можливе аварійне відключення одночасно двох ліній;

- ускладнення ланцюгів релейного захисту;
- збільшення кількості вимикачів у схемі.

Завдяки високій надійності і гнучкості схема знаходить широке застосування в РУ 330-750 кВ на потужних електростанціях.

На вузлових підстанціях така схема застосовується при числі приєднань вісім та більше. При меншій кількості приєднань лінії включаються в ланцюжок з трьох вимикачів, а трансформатори приєднуються безпосередньо до шин без вимикачів, утворюючи блок трансформатор - шини.

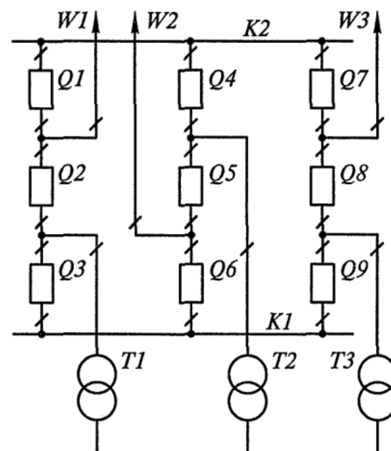


Рис. 9.6 Схема з 3/2 вимикача на приєднання

9.2.6 Схема з двома системами шин та з чотирма вимикачами на три кола

У схемі на рис. 9.7 а на дев'ять приєднань потрібно 12 вимикачів, тобто на кожне приєднання 4/3 вимикача. Найкращі показники схема має, якщо число ліній у 2 рази менше чи більше від числа трансформаторів.

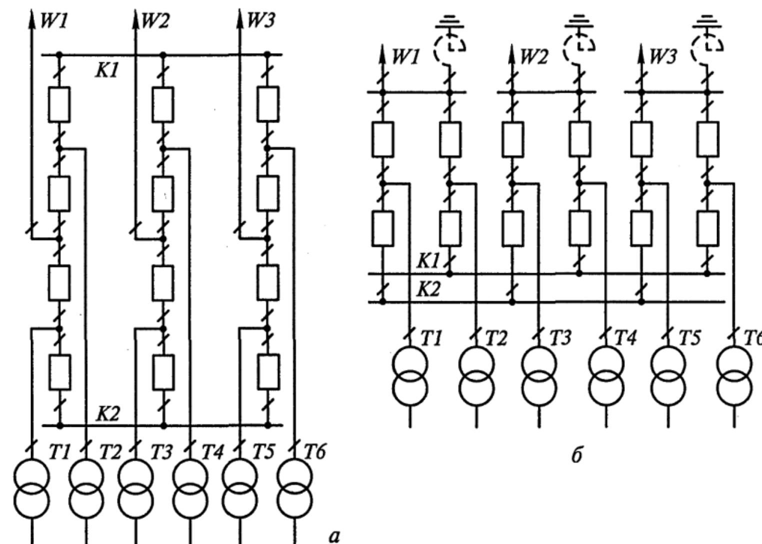


Рис. 9.7 Схема з 4/3 вимикача на приєднання

Схема з 4/3 вимикача на приєднання має всі переваги полуторної схеми, а також:
- схема більш економічна (1,33 вимикача на приєднання замість 1,5);

- секціонування збірних шин потрібно тільки при 15 приєднаннях і більше;
- надійність схеми практично не знижується, якщо в одному ланцюжку будуть приєднані дві лінії та один трансформатор замість двох трансформаторів та однієї лінії;
- конструкція ВРУ за розглянутою схемою досить економічна та зручна в обслуговуванні, якщо прийняти компонування з дворядним розташуванням вимикачів (рис. 9.7, б). Схема знаходить застосування в РУ 330-500 кВ потужних КЕС та АЕС.

9.2.7 Кільцеві схеми

У кільцевих схемах (схемах багатокутників) вимикачі з'єднуються між собою, утворюючи кільце. Кожен елемент – лінія, трансформатор – приєднується між двома сусідніми вимикачами. Найпростішою кільцевою схемою є схема трикутника (рис. 9.8 а). Лінія *W1* приєднана до схеми вимикачами *Q1, Q2,* лінія *W2* – вимикачами *Q2, Q3,* трансформатор – вимикачами *Q1, Q3.*

Багаторазове приєднання елемента в загальну схему збільшує гнучкість та надійність роботи, при цьому кількість вимикачів у схемі, що розглядається, не перевищує числа приєднань. У схемі трикутника на три приєднання – три вимикачі, тому схема економічна.

У кільцевих схемах ревізія будь-якого вимикача проводиться без перерви роботи будь-якого елемента. Так, при ревізії вимикача *Q1* відключають його та роз'єднувачі, встановлені по обидва боки вимикача. При цьому обидві лінії та трансформатор залишаються в роботі, проте схема стає менш надійною через розрив кільця.

Якщо в цьому режимі станеться КЗ на лінії *W2*, відключаються вимикачі *Q2* та *Q3*, внаслідок чого обидві лінії і трансформатор залишаться без напруги. Повне відключення всіх елементів підстанції відбудеться також при КЗ на лінії і відмови одного вимикача: так, наприклад, при КЗ на лінії *W1* і відмови в роботі вимикача *Q1* відключаються вимикачі *Q2* та *Q3*.

Імовірність збігу пошкодження на лінії з ревізією вимикача, як було зазначено вище, залежить від тривалості ремонту вимикача. Збільшення міжремонтного періоду та надійності роботи вимикачів, а також зменшення тривалості ремонту значно підвищують надійність схем.

У кільцевих схемах надійність роботи вимикачів вища, ніж у інших схемах, оскільки є можливість випробування будь-якого вимикача під час нормальної роботи схеми. Випробовування вимикача шляхом його відключення не порушує роботу приєднаних елементів та не вимагає жодних перемикань у схемі.

На рис. 9.8, б представлена схема чотирикутника (квадрата). Ця схема економічна (чотири вимикачі на чотири приєднання), дозволяє проводити випробування та ревізію будь-якого вимикача без порушення роботи її елементів. Схема має високу надійність. Відключення всіх приєднань малоймовірне, воно може статися при збігу ревізії одного з вимикачів, наприклад *Q1*, пошкодження лінії *W2* та відмови вимикача другого кола *Q4*.

При ремонті лінії *W2* відключають вимикачі *Q3*, *Q4* та роз'єднувачі, встановлені у бік ліній. Зв'язок приєднань *W1*, *T1* та *T2*, що залишилися в роботі, здійснюється через вимикачі *Q1*, *Q2*. Якщо цей період пошкодиться *T1*, то відключиться вимикач *Q2*, другий трансформатор і лінія *W1* залишаться у роботі, але транзит потужності буде порушено. Установка лінійних роз'єднувачів *QS1* і *QS2* усуває цей недолік.

Перевагою всіх кільцевих схем є використання роз'єднувачів лише для ремонтних робіт. Кількість операцій роз'єднувачами у таких схемах невелика.

До недоліків кільцевих схем слід віднести складніший вибір трансформаторів струму, вимикачів та роз'єднувачів, встановлених у кільці, оскільки в залежності від режиму роботи схеми струм, що протікає по апаратах, змінюється.

Наприклад, при ревізії *Q1* (див. рис. 9.8, б) струм у колі *Q2* зростає вдвічі. Схема чотирикутника застосовується в РУ - 330 кВ та вище електростанцій, а також підстанціях при напрузі 220 кВ та вище.

Досить широке застосування отримала схема шестикутника (рис. 9.8, в), що має всі особливості розглянутих вище схем. Вимикачі *Q2* та *Q5* є найслабшими елементами схеми, оскільки їх пошкодження призводить до відключення двох ліній *W1* та *W2* або *W3* та *W4*. Якщо цими лініям відбувається транзит потужності, необхідно перевірити, чи станеться при цьому порушення стійкості паралельної роботи енергосистеми.

На закінчення слід зазначити, що конструктивне виконання розподільних установок за кільцевими схемами дозволяє порівняно просто переходити від схеми трикутника до схеми чотирикутника, а потім до схеми блоків трансформатор-шини або до схем зі збірними шинами.

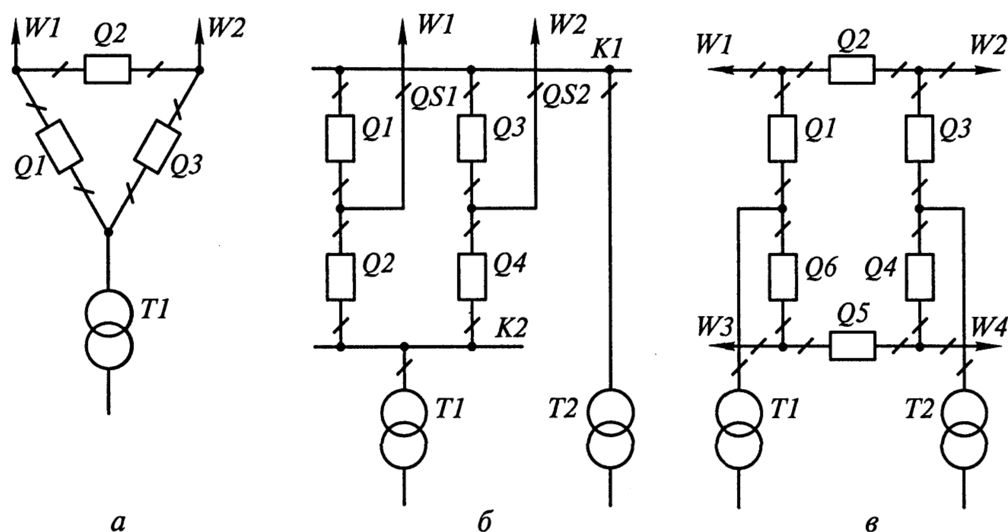


Рис. 9.8 Кільцеві схеми:
а – схема трикутника; б – схема чотирикутника; в - схема шестикутника

9.2.8 Схеми містка

При необхідності секціонування ліній, потужності трансформаторів до 63 МВА включно та напрузі 35-220 кВ рекомендуються схеми містка (рис. 9.9). Схема, зображена на рис. 9.9, а, застосовується на стороні 110 кВ при потужності трансформаторів до 25 МВА включно. Ремонтна перемичка з роз'єднувачами *QS7, QS8* нормально відключена одним роз'єднувачем (*QS7*).

Вимикач *Q1* у містку включений, якщо по лініях *W1, W2* відбувається транзит потужності. Якщо необхідно виключити паралельну роботу ліній *W1, W2* з погляду обмеження струмів КЗ, вимикач *Q1* відключений. При ушкодженні трансформатора (*T1*) відключається вимикач із боку 6 (10) кВ *Q4*, включається короткозамикач *QN1*, відключається вимикач *Q2* на живильному кінці лінії *W1* та відключається віддільник *QR1*, а потім роз'єднувач *QS1*. Якщо згідно з режимом роботи мережі необхідно відновити в роботі лінію *W1*, то автоматично включається вимикач на живильному кінці цієї лінії та вимикач містка *Q1*, таким чином, транзит по лініях *W1, W2* відновлюється. Ремонтна перемичка використовується при ревізії вимикача *Q1*, для цього включається *QS3* (*QS4* нормально увімкнений) відключаються *Q1* та *QS7, QS8*. Транзит по лініях *W1, W2* здійснюється по ремонтній перемичці, трансформатори *T1, T2* у роботі.

У мережах 110÷220 кВ і трансформаторах до 63 МВА включно для збільшення надійності роботи віддільники заміняють вимикачами *Q1, Q2* (рис.9.9,б, в, г).

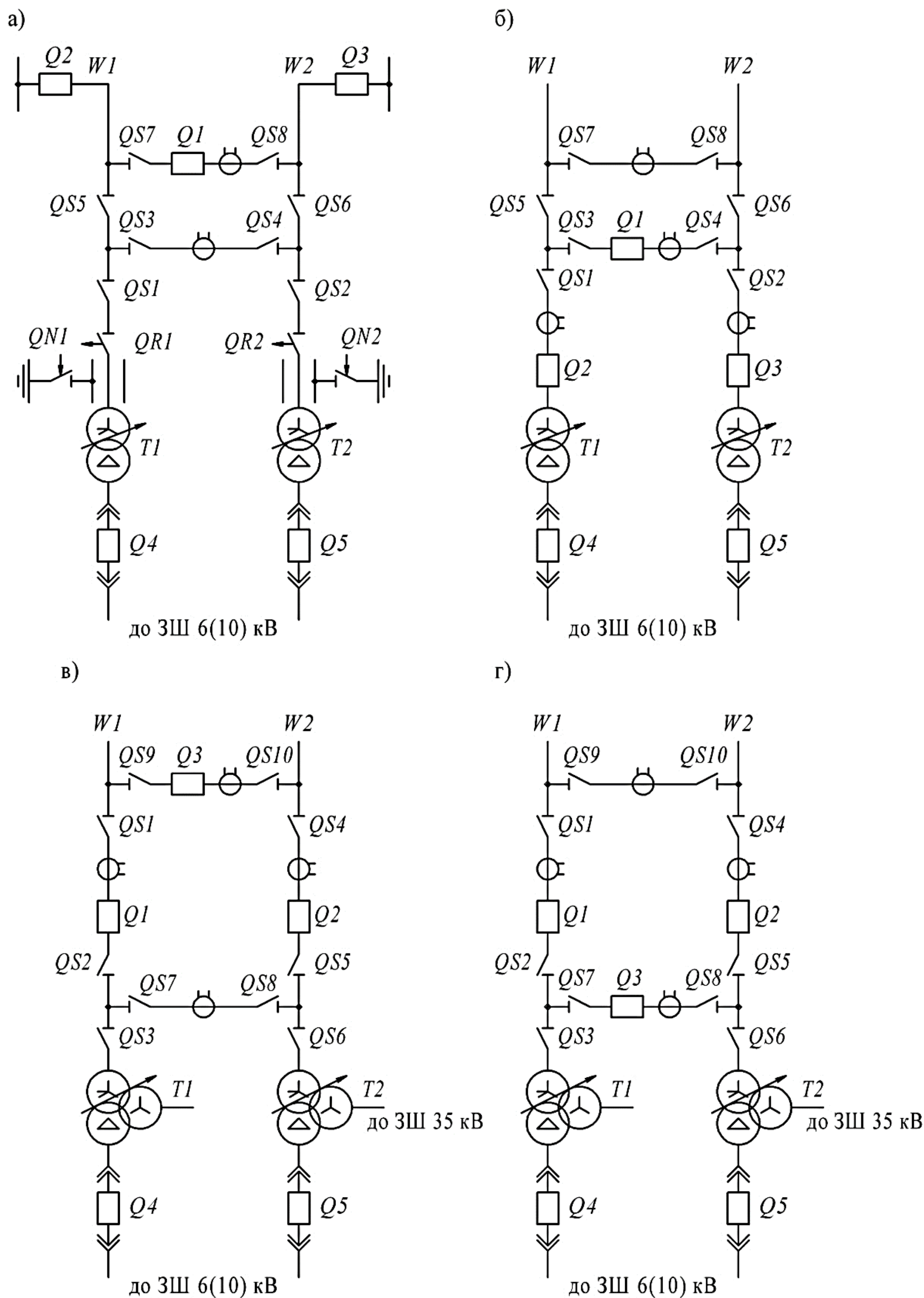


Рис. 9.9 Схеми містка:
а) з вимикачем у перемичці та відокремлювачами в колах трансформаторів;
б, в, г - з вимикачами в колах ліній та ремонтною перемичкою з боку ліній.

Ремонтна перемичка на схемі рис. 9.9, б використовується при ревізії вимикача *Q1,* для цього включається *QS7* (*QS8* нормально увімкнений) відключаються *Q1* та *QS3, QS4*. Транзит по лініях *W1, W2* здійснюється по ремонтній перемичці, трансформатори *T1, T2* у роботі. Ремонтна перемичка (рис. 9.9, г) розімкнута роз'єднувачем *QS7*. Вимикач *Q3* у містку включений, що забезпечує транзит потужності по лініях *W1* й *W2*. При аварії в

трансформаторі *T1* відключаються вимикач *Q4* з боку 6 (10) кВ і вимикачі *Q1* та *Q3*. Після відключення роз'єднувача *QS3* включаються *Q1* та *Q3*, та транзит відновлюється. Для ремонту *Q1* включають ремонтну перемичку (роз'єднувач *QS7*), відключають *Q3* та роз'єднувачі *QS9* та *QS10*. Якщо в цьому режимі відбудеться аварія в *T2*, то відключаються *Q2* та *Q3*. Трансформатор *T1* може отримувати живлення від *W1*. Транзит потужності зупиняється. Необхідно відключити *QS6* та включити *Q3* та *Q2*, тоді *T1* підключається до обох ліній та транзит потужності відновлюється. Цей недолік можна усунути, якщо місток та ремонтну перемичку поміняти місцями (рис. 9.9, в). У цьому випадку при ушкодженні в трансформаторі відключається один вимикач на стороні ВН трансформатора, вимикач у містку залишається включеним, виходить, транзит потужності по *W1, W2* зберігається.

При модернізації існуючих підстанцій може застосовуватися схема рис.9.9, б. В цій схемі віддільники *QR1* та *QR2* (рис.9.9, а) замінюють на вимикачі *Q2* та *Q3* (рис.9.9, б). Це ж стосується і підстанцій, на яких встановлені триобмоточні силові трансформатори.

9.3 ОСОБЛИВОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

9.3.1 Вимоги до схем потужних теплових електростанцій

До схеми електричних з'єднань ТЕС, крім загальних вимог, пред'являються та інші специфічні вимоги [16], [21].

1. Головна схема повинна вибиратися на підставі затвердженого проєкту розвитку енергосистеми, тобто повинні бути погоджені напруги, на яких видається електроенергія, графіки навантаження на цих напругах, схема мереж і число ліній, що відходять, припустимі струми КЗ на підвищених напругах, вимоги відносно стійкості й секціонування мереж, найбільша припустима втрата потужності по резерву в енергосистемі й пропускній здатності ліній електропередачі.

2. На електростанціях з енергоблоками 300 МВт і більше ушкодження або відмова будь-якого вимикача, крім шиноз'єднуючого та секційного, не повинні приводити до відключення більше одного енергоблоку та однієї або декількох ліній, якщо при цьому зберігається стійкість енергосистеми. При ушкодженні секційного або шиноз'єднуючого вимикача допускається втрата двох енергоблоків та ліній, якщо при цьому зберігається стійкість енергосистеми. При збігу ушкодження або відмови одного вимикача з ремонтом іншого також допускається втрата двох енергоблоків.

3. Ушкодження або відмова будь-якого вимикача не повинні приводити до порушення транзиту через шини електростанції, тобто до відключення більше одного кола транзиту, якщо він складається із двох паралельних кіл.

4. Енергоблоки, як правило, варто приєднувати через окремі трансформатори та вимикачі на стороні підвищеної напруги.

5. Відключення ліній електропередачі повинне здійснюватися не більш ніж двома вимикачами, а енергоблоків, трансформаторів власних потреб - не більш ніж трьома вимикачами РУ кожної напруги.

6. Ремонт вимикачів напругою 110 кВ та вище повинен бути можливим без відключення приєднання.

7. Схеми РУ високої напруги повинні передбачати можливість секціонування мережі або розподілу електростанції на самостійно працюючі частини з метою обмеження струмів КЗ.

8. При живленні від РУ двох пускорезервних трансформаторів власних потреб повинна бути виключена можливість втрати обох трансформаторів при ушкодженні або відмові будь-якого вимикача.

Остаточний вибір схеми залежить від її надійності, що може бути оцінено математичним методом по питомій пошкоджуваності елементів. Головна схема повинна задовольняти режимним вимогам енергосистеми, забезпечувати мінімальні розрахункові витрати.

9.3.2 Схеми блоків генератор-трансформатор і генератор-трансформатор-лінія

Схеми видачі електроенергії ТЕС характерні блоковим з'єднанням генераторів із трансформаторами. Розглянемо більш докладно схеми енергоблоків генератор - трансформатор (рис. 9.11).

У блоках між генератором і двохобмотковим трансформатором, як правило, повинен встановлюватися генераторний вимикач (допускається застосовувати вимикач навантаження) [16], [21]. Наявність генераторного вимикача спрощує операції по включенню й відключенню блоку, а також зменшує кількість оперативних перемикань в РУ 110-750 кВ, що особливо важливо в схемах з 3/2 або 4/3 вимикача на коло. Такі схеми (рис. 9.11, а) застосовують для енергоблоків, які беруть участь у регулюванні графіка навантаження енергосистеми.

Слід зазначити, що наявність генераторних вимикачів дозволяє здійснити пуск генератора без використання пускорезервного трансформатора власних потреб (ВП). У цьому випадку при відключеному вимикачі генератора живлення на шини в. п. подається через блоковий трансформатор і працюючий трансформатор ВП. Після всіх операцій по пуску генератор синхронізується й включається вимикачем *Q2*.

Замість громіздких повітряних вимикачів на генераторній напрузі можуть встановлюватися вимикачі навантаження. У цьому випадку ушкодження в будь-якому енергоблоці призводить до відключення вимикача *Q1*.

На сучасних ТЕС відпайка до трансформатора в. п. виконується комплектним струмопроводом з розділеними фазами, які забезпечують високу надійність роботи, практично крім міжфазних КЗ у цих з'єднаннях, тому ніяких комутаційних апаратів на відгалуженні до трансформатора в. п. не передбачається. Якщо відгалуження до ТВП від блоку *GT* виконано відкритою ошиновкою або кабелями, то встановлюється вимикач, розрахований на КЗ на відкритій ошиновці або кабелях [16] (на рис. 9.11, а, показаний пунктиром).

На рис. 9.11, б, показана схема блоку генератора з автотрансформатором. Така схема застосовується при наявності двох підвищених напруг на ТЕС. При ушкодженні в генераторі відключається вимикач *Q3*, зв'язок між двома РУ підвищеної напруги зберігається. При ушкодженні на шинах напругою 110-220 кВ або 500 - 750 кВ відключиться *Q2* або *Q1* відповідно, а блок залишиться працювати на шини напругою 500 - 750 або 110-220 кВ.

Роз'єднувачі між вимикачами *Q1, Q2, Q3* та автотрансформатором необхідні для можливості виводу в ремонт вимикачів при збереженні в роботі блоку або автотрансформатора.

У деяких випадках з метою спрощення й здешевлення конструкції РП напругою 330-750 кВ застосовується об'єднання двох блоків з окремими трансформаторами під загальний вимикач *Q1* (рис. 9.11, в). Вимикачі *Q2, Q3* необхідні для включення генераторів на паралельну роботу й забезпечують більшу надійність, тому що при ушкодженні в одному генераторі другий генератор зберігається в роботі.

Застосування об'єднаних енергоблоків припустимо в потужних енергосистемах, що мають достатній резерв і пропускну здатність міжсистемних зав’язків, у випадку компонуючих ускладнень (обмежена площа для спорудження РУ напругою 500 - 750

кВ), а також з метою економії вимикачів, повітряних та кабельних зв'язків між трансформаторами та РУ підвищеної напруги.

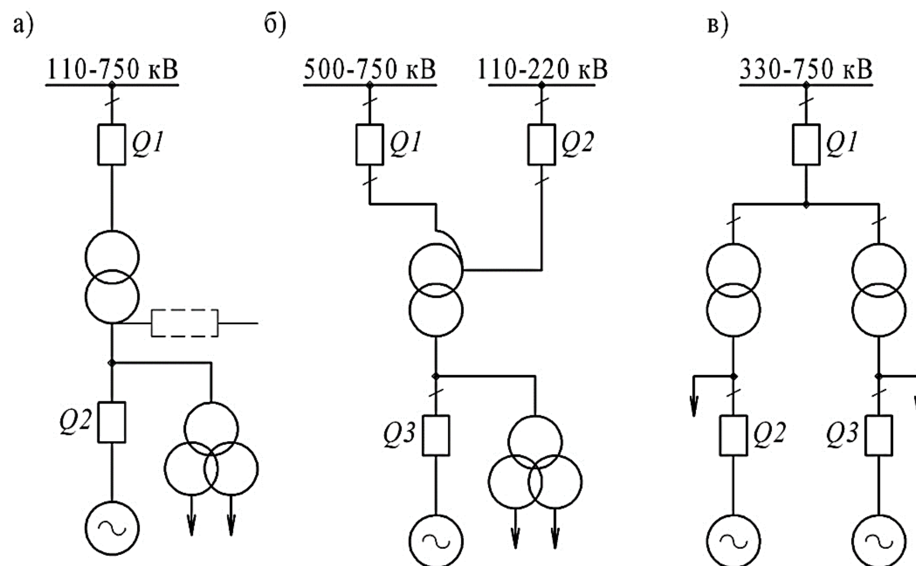


Рис. 9.11 Схеми енергоблоків генератор-трансформатор: а) блоки з двохобмотковими трансформаторами; б) блок з автотрансформатором; в) об'єднаний блок

9.3.3 Головні схеми АЕС

Як і схеми інших електростанцій (ТЭЦ, КЭС), схеми АЕС повинні виконуватися відповідно до вимог відносно надійності, гнучкості, зручності експлуатації, економічності.

Особливості технологічного процесу АЕС, більша потужність реакторних енергоблоків, що досягає на сучасних електростанціях 1500 МВт, видача всієї потужності в енергосистему по лініях 330 - 1150 кВ пред'являють ряд особливих вимог до АЕС [16], [21]:

- головна схема АЕС вибирається на підставі схеми мереж енергосистеми і тієї ділянки, до якої приєднується дана електростанція;
- схема приєднання АЕС до енергосистеми повинна забезпечувати в нормальних вихідних режимах на всіх стадіях спорудження АЕС видачу повної уведеної потужності АЕС та збереження стійкості її роботи в енергосистемі без впливу протиаварійної автоматики при відключенні будь-якої лінії, що відходить, або трансформатора зв'язку;
- у ремонтних режимах, а також при відмові вимикачів або пристроїв релейного захисту, стійкість АЕС повинна забезпечуватися дією протиаварійної автоматики на розвантаження АЕС.

З огляду на ці вимоги, на АЕС, починаючи з першого уведеного енергоблоку, зв'язок з енергосистемою здійснюється не менше, ніж трьома лініями.

При виборі головної схеми АЕС ураховуються:

- одинична потужність агрегатів та їхнє число; напруги, на яких видається потужність в енергосистему;
- величина перетоків між РУ різних напруг;
- струми КЗ для кожного РУ та необхідність їхнього обмеження;
- значення найбільшої потужності, що може бути втрачено при ушкодженні будь-якого вимикача;

- можливість приєднання одного або декількох енергоблоків безпосередньо до РУ найближчої районної підстанції;

- застосування, як правило, не більше двох РУ підвищених напруг та можливість відмови від автотрансформаторів зв'язку між ними.

Розподільні установки 330 - 1150 кВ АЕС повинні бути виконані винятково надійно:

- ушкодження або відмова будь-якого вимикача, крім секційного або шиноз'єднуючого, не повинні, як правило, приводити до відключення більше одного реакторного блоку та такого числа ліній, що припустимо за умовою стійкості роботи енергосистеми;

- при ушкодженні або відмові секційного або шиноз’єднуючого вимикача, а також при збігу ушкодження або відмові одного вимикача з ремонтом іншого, допускається відключення двох реакторних блоків і такого числа ліній, що припустимо за умовою стійкості енергосистеми;

- відключення ліній, як правило, повинно здійснюватися не більше, ніж двома вимикачами; відключення підвищувальних трансформаторів, трансформаторів ВП і зв'язку - не більше, ніж трьома вимикачами.

Таким вимогам відповідають схеми 4/3, 3/2 вимикача на приєднання, блокові схеми генератор - трансформатор - лінія, схеми з одним або двома багатокутниками.

Розподільна установка 110 - 220 кВ АЕС виконується з однією або двома робочими та обхідною системами шин. Робоча система шин секціонується при числі приєднань більше 12.

У схемах блоків генератор - трансформатор встановлюється вимикач між генератором та трансформатором. Робочий трансформатор ВП приєднується відпайкою між генераторним вимикачем та блоковим трансформатором. Ніякої комутаційної апаратури у відпайці не передбачається. На АЕС у схемах блоків із двохобмотковими трансформаторами встановлюється генераторний вимикач (рис. 9.11, а), він необхідний відповідно до наступних міркувань:

- при відключенні генератора зберігається живлення ВП від робочого трансформатора ВП;

- зменшується кількість операцій вимикачами ВН, тому що зупинка та включення генератора можуть здійснюватися генераторним вимикачем *Q2*;

- зменшується кількість операцій вимикачами робочого та резервного живлення на секціях 6 кВ, тому що робочий трансформатор ВП використовується для пуску та зупинки енергоблоку;

- можливе застосування схем блоків генератор - трансформатор - лінія без вимикачів на стороні ВН.

На деяких діючих АЕС генераторний вимикач у схемах енергоблоків не встановлений, тому що під час їхнього уведення в експлуатацію були відсутні надійні вимикачі на великі номінальні струми. У цей час в якості генераторного вимикача широко застосовується спеціальний комутаційний апарат КАГ-24, що використовується для включень генератора при синхронізації та для комутацій у нормальних режимах. При КЗ у генераторі або трансформаторі відключається *Q1*.

Якщо на АЕС встановлюються два турбоагрегати на реактор, то доцільно застосувати об'єднаний енергоблок (рис. 9.11, в). У такому енергоблоці число вимикачів ВН зменшується, чим досягається значна економія при спорудженні РУ 330-750 кВ. З цієї ж причини застосовується об'єднаний енергоблок (рис. 9.12), коли два генератори приєднуються до одного підвищувального трансформатора з розщепленою обмоткою НН. У такому енергоблоці на генераторній напрузі можуть встановлюватися по два вимикачі *Q2, Q3* та *Q4, Q5*. Трансформатор ВП приєднується між цими вимикачами. При ушкодженні в блоковому трансформаторі відключаються *Q1*, *Q2*, *Q4*, при цьому

трансформатори ВП залишаться приєднаними до турбогенераторів, отже, можна використати енергію вибігу агрегату для електропостачання відповідальних механізмів ВП. Такі енергоблоки застосовуються на АЕС із канальними водографітовими реакторами.

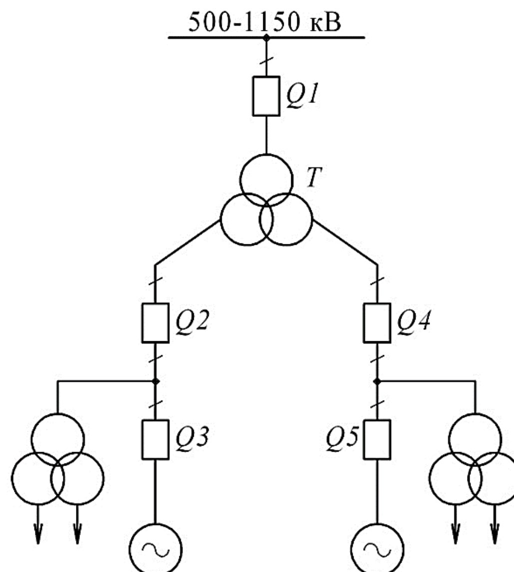


Рис. 9.12 Схема об'єднаного енергоблоку генератор-трансформатор на АЕС

Крім розглянутих енергоблоків, на АЕС застосовуються енергоблоки генератор - автотрансформатор (рис. 9.11, б). На кожні шість однотипних блокових трансформатори передбачається один резервний.

Вибір місця приєднання резервного трансформатора ВП безпосередньо впливає на надійність електропостачання механізмів ВП. Необхідно приєднати так резервні трансформатори ВП, щоб при будь-якій аварії в електричній частині по можливості сбереглося резервне живлення секції ВН.

Резервні трансформатори ВП повинні приєднуватися до різних джерел живлення: РУ різної напруги, різні секції одного РУ, третинні обмотки автотрансформаторів зв’язку, при цьому повинна виключатися одночасна втрата енергоблока та відповідного йому резервного трансформатора ВП. При живленні від одного РУ двох різних трансформаторів повинна бути виключена можливість втрати обох трансформаторів при пошкодженні або відмові вимикача, в тому числі секційного і шинноз’єднувальногоу випадку ремонту або при аварійному пошкодженні однієї системи шин підвищеної напруги резервні трансформатори повинні залишатися в роботі.

Резервний трансформатор ВП може приєднуватися до обмотки НН автотрансформатора зв’язку, якщо забезпечується необхідні рівні напруги на шинах ВП і умови само запуску.

Допускається приєднувати резервний трансформатор ВП до обмотки середньої напруги автотрансформатора зв’язку таким чином, щоб при пошкодженні або ремонті автотрансформатора він оперативно міг приєднуватися на одне із підвищених напруг.

На багатьох існуючих АЕС резервні трансформатори приєднуються до сторонніх джерел живлення, розташованих поблизу АЕС (районна підстанція, ГЕС, ТЕЦ).

Враховуючі високі вимоги до схем АЕС, проектні організації розробляють головні схеми електричних з’єднань для кожної конкретної АЕС найбільш характерною схемою АЕС є схема з канальними киплячими реакторами потужністю 1500 МВт та турбогенераторами 800 МВт. При цій схемі видавання потужності АЕС виконується на напрузі 750 кВ та 370 кВ. РУ - 330 кВ споруджується за схемою 4/3 вимикача на приєднання. РУ - 750 кВ виконується за схемою двох зв’язаних чотирьохкутників з

вимикачами в перемичках. Генератори створюють крупні енергоблоки що дозволяє застосовувати економічну схему чотирьохкутника після введення в дію третього реакторного енергоблоку. Четвертий реакторний енергоблок з генераторами приєднується до другого чотирьохкутника 750 кВ.

9.3.4 Особливості ГЕС

При виборі головних схем гідроелектростанцій необхідно враховувати їхні особливості.

Як правило, ГЕС споруджується віддалік від споживачів, тому вся потужність видається на одній або двох підвищених напругах. Ця особливість ГЕС дозволяє застосувати блокове з'єднання генератор - трансформатор, не передбачаючи збірних шин генераторної напруги.

Збільшення встановленої потужності ГЕС практично виключається, тому що вона проєктується по максимальному водотоку. Внаслідок цього число ліній високої напруги звичайно не збільшується, а тому розширення РУ високої напруги не потрібно. Ця особливість ГЕС дозволяє широко застосовувати схеми багатокутників, здвоєних квадратів, схеми з 3/2 й 4/3 вимикача на коло.

Багато ГЕС працюють у піковій частині графіка енергосистеми, тому агрегати часто включаються та відключаються, що вимагає передбачати установку вимикачів на генераторній напрузі.

Гідроелектростанції, як правило, споруджуються в місцях зі складною топографією й обмеженою площею для спорудження РУ підвищеної напруги та виходу ліній. Це призводить до необхідності застосування простих схем з найменшим числом вимикачів.

Головні підвищувальні трансформатори на ГЕС встановлюються на стороні нижнього або верхнього б'єфа, в умовах обмеженого майданчика. Це викликає необхідність спорудження збільшених енергоблоків: два-три генератори на один підвищувальний трансформатор.

У колах генераторів встановлюють вимикачі або вимикачі навантаження в наступних випадках:

- при підключенні генераторів до схем 3/2, 4/3, багатокутника й ін.;
- при підключенні генераторів до автотрансформаторів;
- у збільшених й об'єднаних енергоблоках.

До схем ГЕС на підвищених напругах пред'являються практично такі ж вимоги, як і до схем ТЕС.

Для РУ 110-220 кВ рекомендуються схеми простого та здвоєного містка; одна або дві системи шин з обхідною, відгалуження від минаючих ліній електропередачі, для РУ 220-500 кВ - схеми трикутника, чотирикутника, зв'язаних чотирикутників; блоків генератор - трансформатор - лінія, для РУ 330 - 500 кВ - схеми 3/2, 4/3 із секціонованими та не секціонованими системами шин; блоків трансформатор – шини.

9.4 ОСОБЛИВОСТІ ГОЛОВНИХ СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ

Для приймання електроенергії, яка виробляється електростанціями, її перетворення та електропостачання споживачів, передавання електроенергії з одного енергетичного району в інший слугують електричні мережі та їх підстанції. В залежності від характеру споживачів, розташування та потужності електростанції у даному районі, конфігурації, довжини та напруги електричних мереж, атмосферних та інших умов електричні підстанції мають різне призначення та різноманітне обладнання. Підстанції виконуються на всі стандартні ступені напруги і можуть бути відкритими та закритими, з синхронними компенсаторами та без них.

Підстанції (ПС) поряд з ТЕЦ є джерелом живлення електроенергією об’єктів (промислових підприємств, міських районів тощо).

Одним з важливих питань при проєктуванні підстанції є вибір її схеми електричних з’єднань. Ця схема більшою мірою залежить від способу приєднання підстанції до живильної електричної мережі. Розглянемо ці способи на практиці рис. 9.13, де всі підстанції умовно показані тільки шинами вищої напруги.

Під центром живлення (ЦЖ) електричної мережі будемо розуміти шини відповідної напруги електростанції або підстанції більш високого ступеню напруги. Так, наприклад, шини 110 кВ підстанції 220/110 кВ є центром живлення для електричної мережі 110 кВ.

Тупикова підстанція (ПС1 на рис. 9.13) отримує живлення з одного боку по одній лінії або двох паралельних лініях. Потужність, яка тече від центра живлення до тупикової підстанції, надходить тільки до споживачів цієї підстанції і не передається далі.

Відпаєчна підстанція (ПС2 на рис.913) приєднується глухою (без комутаційних апаратів) відпайкою до однієї лінії або до двох ліній, що проходять. Таке приєднання підстанції не потребує великих витрат, однак експлуатація ліній з відпайками не зручна, тому що при ремонті, наприклад однієї лінії ділянки ПС2 – ПС3 необхідно вимикати усю лінію ЦЖ – ПС3. При цьому споживачі ПС2 та ПС3 будуть отримувати живлення по іншій лінії ЦЖ – ПС3, яка при цьому залишається в роботі.

Прохідна підстанція (ПС3 та ПС4 на рис. 9.13) вмикається в розсічку двох ліній з однобічним живленням або в розсічку однієї лінії з двобічним живленням. Такі підстанції мають більшу вартість у порівнянні з відпаєчними підстанціями, тому що потребують більшої кількості комутаційних апаратів на вищій напрузі, ніж відпаєчні підстанції. Однак експлуатація ліній з такими підстанціями більш зручна, тому що при ремонті, наприклад, однієї лінії ділянки ПС3 – ПС1 необхідно вимикати тільки цю лінію.

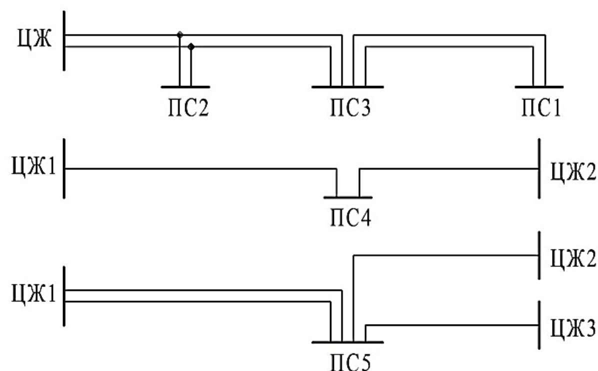


Рис. 9.13 Способи приєднання підстанцій до живильної мережі

Вузлова підстанція (ПС5 на рис. 9.13) приєднується до центрів живлення не менш ніж трьома лініями. Для таких підстанцій необхідні більш складні схеми електричних з’єднань на вищій напрузі у порівнянні з тупиковими, відпаєчними та прохідними підстанціями.

Схеми електричних з’єднань підстанцій тісно пов’язані з їх призначенням та способом приєднання до енергосистеми. Всі схеми електричних з’єднань підстанцій можна розподілити на такі види:

- схеми без збірних шин (блочні та спрощені схеми);
- схеми багатокутників;
- схеми з однією системою збірних шин (без обхідної або з обхідною системою шин);
- з двома системами збірних шин (без обхідної або з обхідною системою шин).

Як вже зазначалося, підстанції можуть бути тупиковими, прохідними, відпаєчними, вузловими; схеми таких підстанцій будуть різними навіть при тому ж числі трансформаторів однакової потужності.

Схема електричних з'єднань підстанції повинна бути обґрунтовано спрощена з урахуванням застосування сучасного високонадійного обладнання. Для розподільних установок напругою до 220 кВ включно в основному рекомендується застосовувати блочні та спрощені схеми, а також схеми з однією секціонованою системою шин. Дві системи шин та обхідні системи шин рекомендується застосовувати тільки при наявності жорсткого обґрунтування техніко – економічними розрахунками.

У відповідності до вказаних вимог для розподільних установок напругою 35 - 220 кВ підстанцій розроблені типові схеми електричних з'єднань, які наведені на рис. 9.14. Розподільні пристрої нижчої напруги (РПНН) показані умовно.

Блочні схеми, які виконуються блоком лінія – трансформатор з роз'єднувачем або вимикачем (рис. 9.14, а, б, в), застосовуються в основному для тупикових та відпаєчних підстанцій. В схемі рис. 9.14, а при ушкодженні в трансформаторі передбачається передавання вимикаючого імпульсу на головний вимикач.

У випадку двохтрансформаторних підстанцій використовується два блоки, які не пов'язані між собою, на боці вищої напруги, або два блоки, пов'язані між собою не автоматичною (ремонтною) перемичкою з двох роз'єднувачів (рис. 9.14, в). Ця перемичка дозволяє виконувати живлення споживачів через два трансформатора при ремонті або пошкодженні однієї з ліній.

У **спрощених схемах** використовуються перемички (містки) з вимикачами та ремонтні перемички з роз'єднувачами (рис.9.14, г, д). Такі схеми застосовуються на тупикових, відпаєчних та прохідних підстанціях.

На прохідних підстанціях перемичка з вимикачами (робоча перемичка) нормально замкнена, тому що через неї виконується транзит потужності. Ремонтна перемичка на прохідних підстанціях вмикається для транзиту потужності через підстанцію при ремонті вимикача робочої перемички. На тупикових та відпаєчних підстанціях перемичка з вимикачем нормально розімкнена, а ремонтна може бути відсутньою.

У схемі рис. 9.14, г, яка застосовується на тупикових та відпаєчних підстанціях, при пошкодженні однієї з ліній автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженої лінії та вмикається вимикач у перемичці, обидва трансформатори залишаються в роботі, а споживачі отримують живлення по одній лінії. При пошкодженні одного з трансформаторів автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженого трансформатора. Споживачі будуть отримувати живлення по одній лінії через один трансформатор.

У схемі рис. 9.14, д, яка застосовується на тупикових та відпаєчних підстанціях, при пошкодженні однієї з ліній автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженої лінії. Споживачі будуть отримувати живлення по одній лінії через один трансформатор. Вмикання в роботу другого трансформатора може бути виконано оперативним перемиканням через ремонтну перемичку. При пошкодженні одного з трансформаторів автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженого трансформатора. Споживачі будуть отримувати живлення по одній лінії через один трансформатор.

Вибір між схемами рис. 9.14, г та д, для тупикових та відпаєчних підстанцій визначається важливістю автоматичного збереження в роботі двох трансформаторів при пошкодженні однієї з ліній. З цієї позиції перевага надається схемі рис. 9.14, г.

У схемі рис. 9.14, г, яка застосовується на прохідних підстанціях, при пошкодженні однієї з ліній автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженої лінії. Споживачі будуть отримувати живлення по іншій лінії але через два трансформатора, тому що вимикач в робочій перемичці залишається увімкненим. Транзит потужності через підстанцію припиняється. При пошкодженні одного з трансформаторів автоматично

вимикається вимикач з боку пошкодженого трансформатора та вимикач в робочій перемичці. Споживачі будуть отримувати живлення по одній лінії через один трансформатор. Транзит потужності через підстанцію автоматично припиняється, але може бути відновлений оперативними перемиканнями через робочу перемичку.

У схемі рис. 9.14, д, яка застосовується на прохідних підстанціях, при пошкодженні однієї з ліній автоматично вимикається вимикач в робочій перемичці. Споживачі будуть отримувати живлення по одній лінії через один трансформатор. Транзит потужності через підстанцію припиняється. При пошкодженні одного з трансформаторів автоматично вимикається вимикач з боку пошкодженого трансформатора. Споживачі будуть отримувати живлення через один трансформатор. Транзит потужності через підстанцію зберігається, тому що вимикач в робочій перемичці залишається увімкненим.

Вибір між схемами рис. 9.14, г та д, для прохідних підстанцій визначається важливістю автоматичного зберігання транзиту потужності через підстанцію при пошкодженні одного з трансформаторів. З цієї позиції перевагу слід віддавати схемі рис. 9.14, д.

Схема чотирьохкутника (рис. 9.14, е) є найбільш розповсюдженою зі схем багатокутників і застосовується при чотирьох приєднаннях (дві лінії та два трансформатора) та необхідності секціонування (поділу) транзитної лінії. В цій схемі кожна лінія може приєднуватися до будь якого трансформатора. Для цього на приєднанні кожної лінії встановлюється два вимикача.

Схема чотирьохкутника має більш високу надійність, ніж схеми рис. 9.14, г, д, тому що аварія в лінії або трансформаторі призводить до вимикання тільки пошкодженого елемента. При аварійному або плановому вимиканні однієї з ліній трансформатори будуть отримувати живлення по іншій лінії. При аварійному або плановому вимиканні одного з трансформаторів транзит потужності через підстанцію зберігається.

Схема чотирьохкутника застосовується, як правило, для напруг 220 кВ та при потужності трансформаторів 125 МВ·А та вище.

Схема з однією робочою секціонованою системою збірних шин (рис. 9.14, ж) використовується, як правило, для напруги 35 кВ (вищої, середньої та нижчої) при п’яти та більше приєднаннях (два трансформатора та три і більше лінії). Допускається застосовувати цю схему для РП 110 – 220 кВ при використанні високонадійного обладнання, наприклад герметизованих комірок з елегазовою ізоляцією.

В нормальному режимі роботи секційний вимикач *QB* вимкнений. Якщо всі приєднані лінії є такими, що відходять, вимикач *QB* вмикається при пошкодженні одного з трансформаторів. Якщо схема використовується для проміжної підстанції (ПС3 рис. 9.13), вимикач *QB* вмикається при пошкодженні однієї з живильних ліній.

Схема має низку суттєвих недоліків:

– ремонт однієї з секцій збірних шин (або будь якого шинного роз’єднувача) пов'язаний з вимиканням всіх ліній приєднаних до цієї секції;

– пошкодження на секції збірних шин призводить до вимикання всіх ліній, що відходять від цієї секції;

– ремонт будь якого вимикача (окрім секційного) пов'язаний з вимиканням відповідного приєднання лінії або трансформатора.

Схема з однією робочою секціонованою системою збірних шин та обхідною системою шин (рис. 9.14, з) з обхідним *Q1* та секційним *QB* вимикачами застосовується для РУ 110 – 220 кВ при п’яти та більше приєднаннях (два трансформатора три та більше ліній).

В нормальному режимі секційний вимикач *QB* та обхідний вимикач *Q1* вимкнуті. Всі роз’єднувачі *QS* ліній та трансформаторів з боку обхідної системи шин (ОСШ) також вимкнуті. В нормальному режимі обхідна система шин знаходиться без напруги.

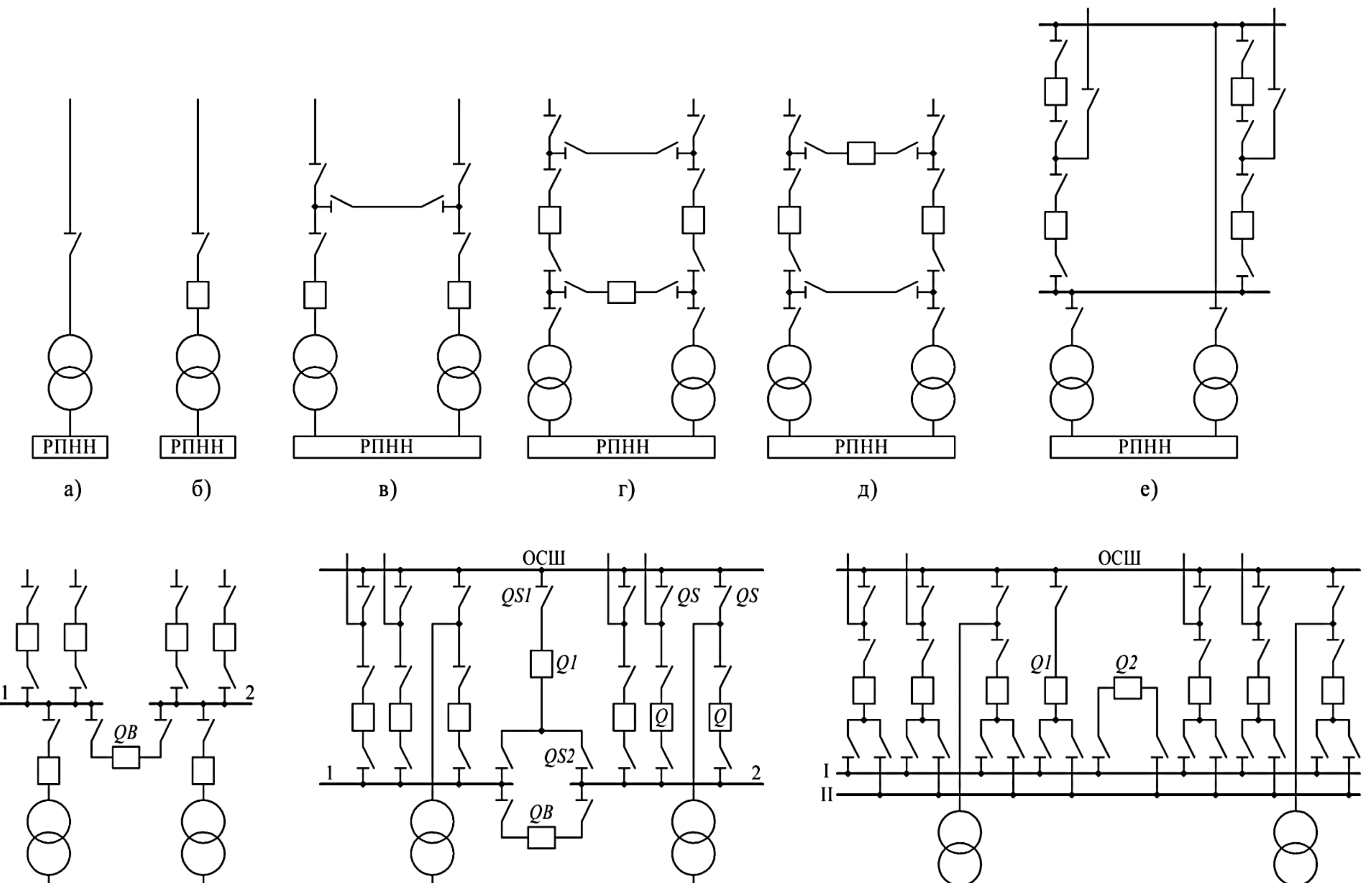


Рис. 9.14 Типові схеми РУ вищої та середньої напруги підстанцій

Схема з обхідною системою шин є більш надійною у порівнянні зі схемою рис. 9.14, ж, тому що дозволяє здійснювати ремонт будь якого вимикача *Q1* (лінії або трансформатора) без вимикання відповідного приєднання. Для ремонту, наприклад, трансформаторного вимикача *Q*, вимикається роз'єднувач *QS* та вмикаються роз'єднувачі *QS1* та *QS2* обхідного вимикача *Q1*, вмикається обхідний вимикач *Q1*, вимикається вимикач *Q* та його роз'єднувачі. Трансформатор, який живить секцію 2, та лінії, які живляться від секції 2, залишаються в роботі. Для ремонту, наприклад, лінійного вимикача *Q* вмикаються роз'єднувачі *QS* та роз'єднувачі *QS1* та *QS2* обхідного вимикача, вмикається обхідний вимикач *Q1*, вимикається вимикач *Q* та його роз'єднувачі. При ремонті однієї секції шин (або будь якого шинного роз'єднувача) всі лінії, які відходять від цієї секції і трансформатор секції, що ремонтується вимикаються. Це є недоліком схеми.

Схема з двома робочими системами збірних шин та обхідною системою шин (рис. 9.14, и) з обхідним *Q1* та шинозʼєднувальним *Q2* вимикачами застосовується для РУ 110 – 220 кВ при п'яти та більше приєднаннях (два трансформатора та три і більше ліній).

В нормальному режимі обидві системи шин І та ІІ знаходяться під напругою, всі приєднання (лінії та трансформатори) рівномірно розподілені між системами шин.

У випадку ремонту однієї системи шин (або будь якого шинного роз'єднувача) всі приєднання цієї системи шин (лінії та трансформатора) переводяться на другу систему шин. Обидва трансформатори залишаються в роботі. Це перевага схеми, що розглядається, в порівнянні зі схемою рис. 9.14, ж.

Обхідна система шин, як і у схемі рис. 9.14, ж, дозволяє здійснювати ремонт будь якого вимикача (лінії або трансформатора) без вимикання відповідного приєднання

Схема з однією секціонованою системою шин (рис. 9.14, а) застосовується на підстанціях з трансформаторами без розщеплення обмоток нижчої напруги. Схема з двома секціонованими системами шин (рис. 9.14, б) застосовується при розщеплених обмотках трансформаторів. При необхідності обмеження струмів КЗ у колі вимикачів уводу *Q* встановлюють струмообмежувальні реактори. При застосуванні здвоєних реакторів кількість систем шин збільшується до чотирьох, а кількість секцій шин – до восьми.

Типові схеми розподільних установок напругою 6 - 10 кВ (РПНН 6 - 10 кВ) виконуються на базі комплектних шаф комплектних розподільних установок (КРУ). Ці схеми наведені на рис. 9.15.

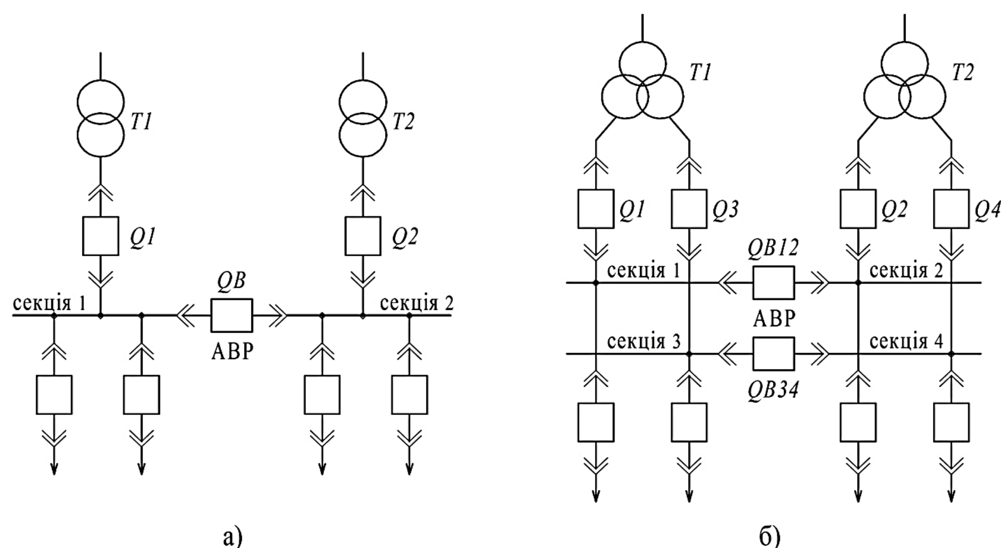


Рис.9.15 Типові схеми РУ 6 - 10 кВ підстанцій

При електропостачанні відповідальних споживачів на секційних вимикачах *QB* передбачається пристрій автоматичного уводу резервного живлення (АВР). В нормальному режимі роботи секційні вимикачі вимкнуті, трансформатори працюють незалежно один від одного.

При зникненні (за будь яких обставин) напруги, наприклад, на секції 1 автоматично вмикається вимикач уводу *Q1* та вмикається секційний вимикач *QB*. Споживачі секцій 1 та 2 отримують живлення через трансформатор *T2*.

Докладніше питання, пов’язані зі схемними рішеннями стосовно підстанцій ми будемо розглядати в наступних розділах.

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна :

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорії надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і після аварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;
- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримання поетапного розвитку ПС і її головної схеми повинне виходити з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об’єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;
- ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Схеми потужних вузлових підстанцій. На шинах 330-750 кВ вузлових підстанцій здійснюється зв'язок окремих частин енергосистеми або зв'язок двох систем, тому до схем на стороні ВН висувають підвищені вимоги щодо надійності.

Як правило, у цьому випадку застосовують схеми з багаторазовим приєднанням ліній: кільцеві схеми (див. рис. 9.8), схеми 3/2 вимикача на коло (див. рис. 9.6) та схеми трансформатор - шини з приєднанням ліній через два вимикачі (при трьох та чотирьох лініях) або з полуторним приєднанням ліній (при п'яти-шесті лініях).

На рис. 9.13 показано схему потужної вузлової підстанції. На стороні 330-750 кВ застосовано схему шини - автотрансформатор. У колі кожної лінії - два вимикачі, автотрансформатори приєднуються до шин без вимикача (встановлюються роз'єднувачі з дистанційним приводом). При пошкодженні *T1* вимикаються всі вимикачі, приєднані до *K1*, робота ліній 330-750 кВ при цьому не порушується.

Після відключення *T1* з усіх боків дистанційно відключається роз'єднувач *QS1* і схема з боку ВН відновлюється включенням всіх вимикачів, приєднаних до першої системи шин *K1*.

Залежно від числа ліній 330-750 кВ можливе застосування кільцевих схем або схеми 3/2 вимикача на коло.

На стороні середньої напруги 110-220 кВ потужних підстанцій застосовується схема з однією робочою та однією обхідною системами шин або з двома робочою та однією обхідною системами шин (див. рис. 9.4 та 9.5).

При виборі схеми на боці НН насамперед вирішується питання обмеження струму КЗ. Для цієї мети можна застосовувати трансформатори з підвищеним значенням $u_к$, трансформатори з розщепленою обмоткою НН або встановлювати реактори кола трансформатора. У схемі, що показана на рис. 5.23 на стороні НН встановлено здвоєні реактори. Синхронні компенсатори з пусковими реакторами приєднані безпосередньо до висновків НН автотрансформаторів. Приєднання потужних *GC* до шин 6 - 10 кВ призвело б до неприпустимого збільшення струмів КЗ.

У колах автотрансформаторів з боку НН для незалежного регулювання напруги можуть встановлюватись лінійні регулювальні трансформатори ЛРТ.

Необхідність встановлення лінійних регуляторів вирішується у проєкті розвитку електричної мережі ВН.

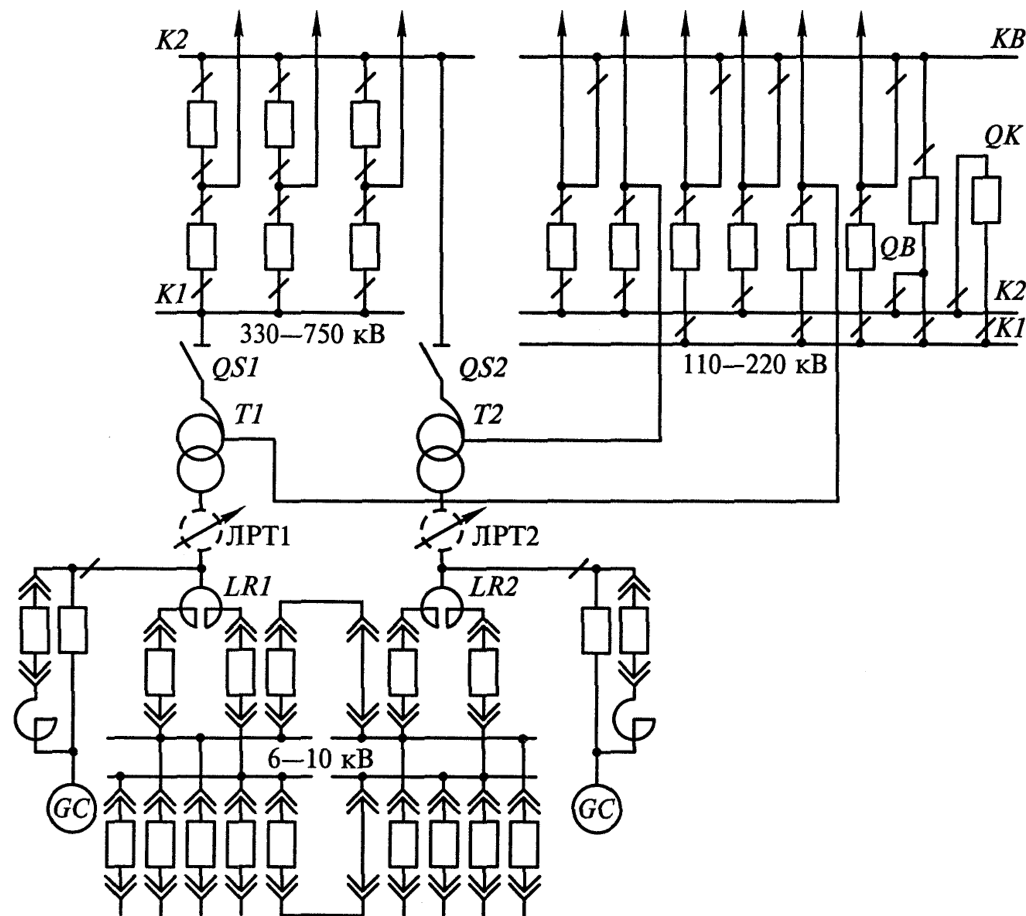


Рис. 9.13 Схема вузлової підстанції

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Що таке головна схема електричних з’єднань?
2. Які основні вимоги до головних схем електроустановок?
3. По якій схемі виконується розподільна установка напругою 6 (10) кВ?
4. По якій схемі виконується розподільна установка напругою 35 кВ?
5. По якій схемі виконується розподільна установка напругою 110 – 220 кВ при кількості приєднань 4?
6. По якій схемі виконується розподільна установка напругою 110 – 220 кВ при кількості приєднань 8?
7. По якій схемі виконується розподільна установка напругою 110 – 220 кВ при необхідності секціонування лінії?
8. Які вимоги до схем потужних теплових електростанцій?
9. Які особливі вимоги до схем АЕС?
10. Які особливості ГЕС?
11. Як класифікуються підстанції за способом приєднання їх до живлячої електричної мережі?
12. На які види поділяються головні схеми підстанцій?
13.Які особливі вимоги пред'являють до АЕС?
14. Коли застосовуються схеми містка?

РОЗДІЛ 10 РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ ЗМІННОГО СТРУМУ

10.1 КЛАСИФІКАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК (РУ)

Розподільна установка (РУ) – це електроустановка, яка слугує для приймання та розподілу електроенергії і має комутаційні апарати, збірні та з'єднувальні шини, допоміжні пристрої (компресорні, акумуляторні та інші), а також пристрої захисту, автоматики та вимірювальні пристрої.

За своїм призначенням розподільні установки (РУ) поділяються на такі типи:

- головні РУ, які слугують для приймання електроенергії від генераторів електростанцій;
- РУ підвищувальних та знижувальних підстанцій, в яких електроенергія розподіляється після підвищення або зниження напруги в силових трансформаторах;
- РУ власних потреб, які призначені для розподілу електроенергії між споживачами власних потреб станцій та підстанцій;
- лінійні РУ, в яких електроенергія розподіляється між окремими повітряними лініями без трансформації напруги;

За родом напруги та місцем знаходження розподільні установки поділяються на РУ напругою до 1 кВ та понад 1 кВ, в тому числі генераторної напруги.

За родом розташування основного обладнання РУ поділяються на закриті (ЗРУ) з розташуванням обладнання в закритих будівлях та приміщеннях та відкриті (ВРУ) з розташуванням обладнання на відкритому повітрі.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються, як правило, при напрузі 3-20 кВ. При більших напругах, як правило, споруджуються відкриті розподільні установки (ВРУ). На тягових підстанціях змінного струму РУ напругою 27,5 кВ виконують відкритого та закритого розташування.

За конструктивним виконанням РУ поділяються на збірні, комплектні та з відкритими та закритими камерами (стосується тільки ЗРУ).

В збірних РУ основні вузли, каркаси та опорні частини виготовляються на спеціалізованих заводах або в майстернях, а їх збирання та встановлення апаратури здійснюється на місці. Комплектні РУ цілком виготовляються на заводах та комплектуються необхідною апаратурою приладами та ін.. Вони виконуються, як для внутрішнього розташування (КРУ), так і для зовнішнього розташування (КРУЗ). Закриті розподільні пристрої з відкритими або закритими камерами застосовують на станціях та підстанціях при напрузі 6-10 кВ.

Основним елементом розподільної установки є комірка (ланка), тобто частина території відкритої розподільної установки (ВРУ) або закритої розподільної установки (ЗРУ), яка призначена для установлення всієї чи частини комутаційної та (або) іншої апаратури одного приєднання.

Основні вимоги, яким повинні задовольняти розподільні установки: надійність роботи, безпека їхнього обслуговування, обмеження аварій у випадку їхнього виникнення, економічність та можливість розширення.

Надійність роботи необхідна для забезпечення безперебійного електропостачання. Вона досягається правильним вибором схеми з'єднань, правильним вибором апаратури, шин, кабелів та ізоляторів, раціональним розміщенням апаратів, а також високою якістю виконання будівельно-монтажних робіт і високою кваліфікацією ремонтного й оперативного персоналу.

Безпека обслуговування досягається правильною установкою обладнання й огородженням його, виконанням захисних заземлень, написів, застосуванням

сигналізації й блокування, дотриманням належних розмірів проходів і необхідною кількістю виходів відповідно до вимог ПБЕ, а також зручністю обслуговування. Останнє досягається централізацією керування обладнанням з одного пункту відповідною установкою обладнання, при якій можливо робити зовнішній огляд без зняття напруги, доступністю під час ремонту або заміни.

Вимога обмеження (локалізації) аварій полягає в тому, щоб у розподільчих пристроях не ушкоджувалися обладнання й пристрої у випадку виникнення електричної дуги поблизу їх при пробої ізоляції, помилкових операціях з роз'єднувачами.

Економічність досягається вибором найбільш вигідного варіанта пристрою при дотриманні перерахованих вище вимог.

10.2 КАМЕРИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК. ЩИТИ УПРАВЛІННЯ

В закритих розподільних пристроях електричне обладнання розташовують, як правило, в комірках або, інакше, в камерах.

Камерою розподільної установки називається приміщення, яке призначене для установлення, апаратів трансформаторів і шин. Ці приміщення обмежуються зі всіх боків стінами, перекриттями та огородженнями.

Камери в залежності від засобу виконання та призначення поділяються на відкриті (обгороджені) та закриті.

Відкрита (обгороджена) камера – камера, яка має прорізи, захищені повністю або частково сітчастими чи змішаними (не суцільними) загородженнями. Під змішаним загородженням розуміють загородження із сіток і суцільних листів.

Закрита камера – камера, яка має прорізи, захищені суцільним (не сітчастим) загородженням. Закриту камеру, яка призначена для локалізації можливих аварійних наслідків під час пошкодження встановлених у ній апаратів, називають вибуховою камерою.

В установках до 1 кВ комутаційна та захисна апаратура приєднань (автоматичні вимикачі, трансформатори струму, рубильники, запобіжники) встановлюються на металевих панелях, сукупність яких називається розподільним щитом.

Розподільний щит (РЩ) – це пристрій, який призначений для прийому, розподілу та обліку електричної енергії напругою 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц а також для захисту низьковольтних мереж від перевантажень та коротких замикань.

Розподільні щити класифікуються за способом монтажу та бувають:

- накладні (встановлюються на стіну або іншу вертикальну поверхню споруди, весь корпус при цьому знаходиться зовні);
- вбудовані (вимагають попередньої підготовки місця встановлення у вигляді спеціального поглиблення, де повністю розташовуватиметься корпус);
- підлогові (передбачає встановлення або безпосередньо на підлозі, або на підставці).

Камера розподільного щита 380/220 В однобічного обслуговування (рис. 10.1) на чотири кабельні лінії 6 являє собою металеву зварену конструкцію з дверцятами 4, стійками 5 та поясами 1, 2 у верхній частині. У середині камери на ізоляторах змонтовані збірні шини 11 та рубильник 9, а також запобіжники 8 та трансформатори струму 7, до яких приєднуються амперметри 10. Приводи рубильників розташовані на стійках 5, а амперметри на поясах 1 та 2. Управління рубильниками виконується шляхом повертання рукоятки 3 (на рис. 10.1) рукоятка знаходиться в увімкненому стані).

У залежності від прийнятої апаратури конструкція щита може бути різною, але всі вони виготовляються на заводах та у готовому вигляді встановлюються на станціях та підстанціях. Розподільні щити можуть обслуговуватись з обох боків. У цьому випадку

на передній стінці встановлюються вимірювальні прилади. та рукоятки управління рубильниками або автоматичними вимикачами, а з задньої – збірні шини, контактна частина рубильників та автоматичних вимикачів, трансформатори струму, запобіжники та інші апарати, які передбачені схемою. У щитах однобічного обслуговування передбачаються знімні кришки та дверцята для доступу до обладнання.

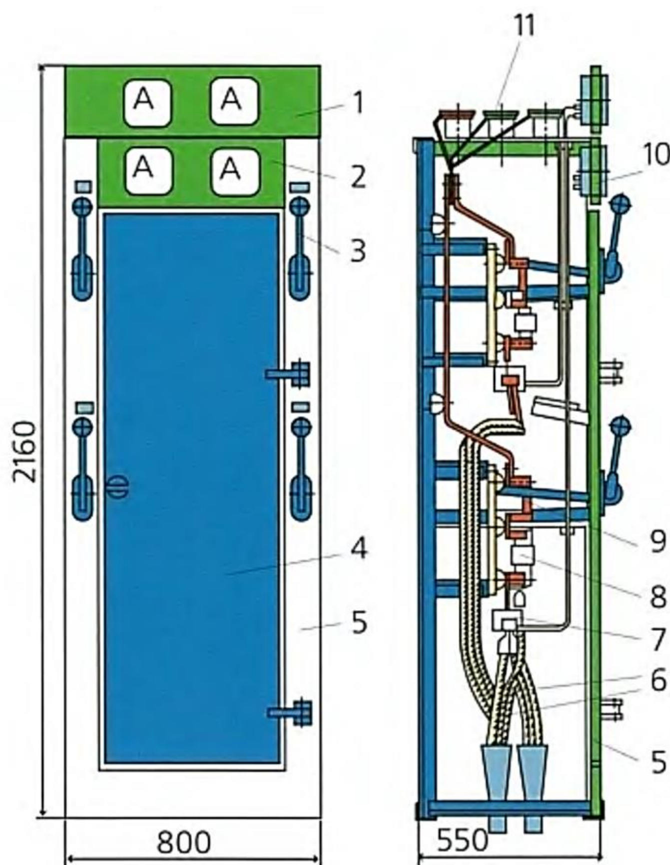


Рис. 10.1 Камера розподільного щита 380/220В

Камери КСО-298 (камери збірні, однобічного обслуговування) напругою 6-10 кВ призначені для розподільних установок змінного трифазного струму частотою 50 Гц систем з ізольованою чи заземленою через дугогасильний реактор нейтраллю.

Загальний вигляд камери КСО-298 наведений на рис. 10.2. До складу камери входить малогабаритний вакуумний вимикач серії VF - 10 (5), який розташований у відсіку вакуумного вимикача 4.

Основними перевагами цього вимикача є:

- високий механічний ресурс;
- невелике споживання електроенергії по колам вмикання та вимикання;
- невеликі габарити та вага;
- можливість керування як по колах оперативного постійного струму, так і оперативного змінного струму;
- не потребує ремонту протягом усього строку експлуатації.

У камері передбачені блокування:

- лінійного 7 та шинного 2 роз’єднувачів із використанням двох герконових блокувачів, які виключають можливість спрацьовування вимикача при проміжному положенні роз’єднувачів, а також виключають операції з роз’єднувачами при ввімкненому вимикачі;

- механічне блокування лінійного 7 та шинного 2 роз'єднувачів, яке запобігає вмиканню заземлюючих ножів при ввімкнених головних ножах, а також вмиканню головних ножів при ввімкнених заземлюючих ножах.

Передбачена кнопка аварійного ручного вимикання вимикача 5. Для керування вимикачем у перехідних режимах передбачене живлення кіл керування вимикачем від струмових кіл.

Конструктивно камера КСО-298 складається з трьох відсіків – відсіка вакуумного вимикача 4, відсіка релейного захисту і автоматики (РЗіА) 6 та кабельного відсіка 8. Збірні шини 1 розташовані в верхній частині камери та закриті з фасаду захисним екраном.



Рис. 10.2 Камера КСО - 298:

1 – збірні шини з опорними ізоляторами; 2 – шинний роз'єднувач; 3 – трансформатори струму; 4 – відсік вакуумного вимикача; 5 – вимикач; 7 - лінійний роз'єднувач; 9 – приводи роз'єднувачів; 10 - двері відсіку РЗіА та відсіку вакуумного вимикача; 11 – короб вторинних кіл.

На рис. 10.3 наведено камеру КСО - 272 з вимикачем навантаження ВНП. Вона являє собою металеву шафу, в якій розміщені збірні шини 1 та шинний роз'єднувач 2 з приводом 8 і заземлюючим ножем 3. Сітчасте огородження 4 перешкоджає випадковому торканню струмопровідних частин персоналом з боку коридору обслуговування Світильник 5 створює необхідну освітленість при перемиканні. Запобіжники 6 встановлені на ізоляторах, закріплених на рамі. Вимикач навантаження 9 із

заземлюючим ножем 10 управляється приводом 11. Заземлювальні ножі 3 та 10 мають загальний привід 7. Трансформатор струму 12 використовується для підключення амперметра та лічильників. Камери КСО - 272 можуть бути укомплектовані вимикачами, трансформаторами напруги та розрядниками (ОПН), малопотужними трансформаторами власних потреб тощо.

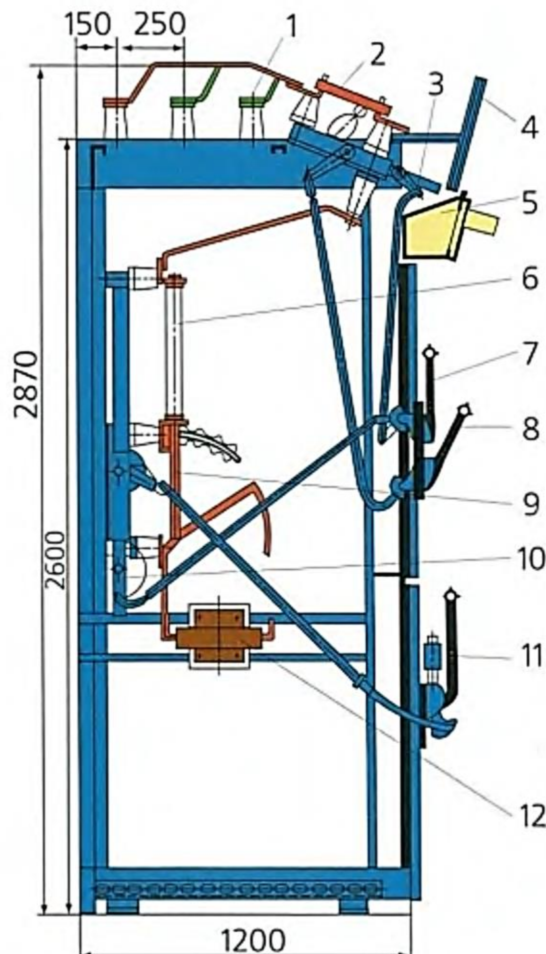


Рис. 10.3 Камера КСО - 272

Камери збірні висувного виконання КВВО-2 призначенні для тих же цілей, що і камери КСО, однак вони застосовуються в основному на тягових підстанціях та мють вимикч на викотному візку на відміну від камер КСО де вимикач зфіксований жорстко.

Камера КВВО-2 (камера внутрішньої установки, висувного типу, однобічного обслуговування другої серії) з висувним елементом (рис. 10.4) складається з трьох основних частин: корпуса 1, висувного елемента 2, релейної шафи 3. Корпус камери розділений металевими перегородками на відсіки: збірних шин 5, в якому розташовані верхні (шинні) роз'єднувальні контакти головного кола 8; нижніх (лінійних) роз'єднувальних контактів головного кола 6; висувного елемента 2; релейної шафи 3. Трансформатори струму 7 розташовані на висувному елементі 2 разом з вимикачем 9.

Висувні елементи 2 у камері займають два фіксованих положення: робоче та контрольне. Крім того висувний елемент може бути висунутий з камери у ремонтне положення.

Висувний елемент з робочого положення в контрольне та навпаки висувається за допомогою механізму переміщення. Висувний елемент 2 має необхідні блокування, які запобігають вмиканню вимикача в проміжному положенні висувного елемента (між робочим та контрольним) та забезпечують неможливість переміщення висувного

елемента з контрольного положення в робоче та з робочого положення в контрольне при ввімкненому вимикачі – таким чином виключається можливість вмикання та вимикання висувного елемента під навантаженням.

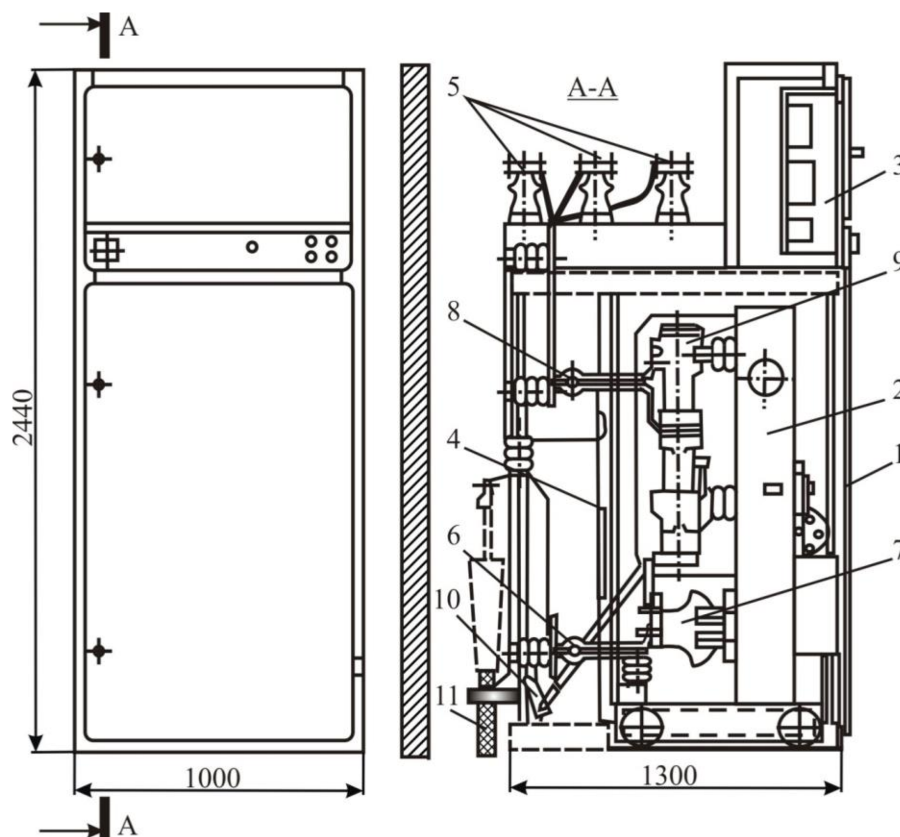


Рис. 10.4 Камера КВВО-2

Це ж блокування не дозволяє вкатувати висувний елемент у робоче положення при ввімкнених заземлюючих ножах. Привод заземлюючого роз’єднувача має замок електромагнітного блокування для оперативного блокування з зовнішніми приєднаннями. При викатуванні висувного елемента у ремонтне положення отвори до нерухомих роз’єднувальних контактів головного кола автоматично закриваються шторками, що падають.

При вкатуванні висувного елемента в контрольне положення шторки автоматично піднімаються та визволяють отвори для проходження рухомих роз’єднувальних контактів головного кола.

У відсіку нижніх роз’єднувальних контактів встановлений стаціонарний заземлюючий роз’єднувач 10, привод якого механічно зблокований з висувним елементом 2, що дає змогу увімкнути заземлюючі ножі тільки при знаходженні висувного елемента в контрольному чи ремонтному положенні.

У перегородці, яка відокремлює відсік нижніх роз’єднувальних контактів головного кола від відсіку висувного елемента, має місце знімний лист 4, при знятті якого забезпечується можливість обслуговування кабеля 11.

У релейній шафі 3 встановлений блок, на якому встановлені лічильники, реле та інша апаратура низької напруги. Релейна шафа з фасаду закривається дверима. Під релейною шафою на фасаді встановлений лист приладів, на якому розташовані вимірювальні прилади, ключі та кнопки керування, сигнальні лампи. Лист приладів є елементом фасаду камери.

У відсіку нижніх роз’єднувальних контактів встановлений стаціонарний заземлюючий роз’єднувач 10, привод якого механічно зблокований з висувним

елементом 2, що дає змогу увімкнути заземлюючі ножі тільки при знаходженні висувного елемента в контрольному чи ремонтному положенні. Це ж блокування не дозволяє вкатувати висувний елемент у робоче положення при ввімкнених заземлюючих ножах.

Привод заземлюючого роз'єднувача має замок електромагнітного блокування для оперативного блокування з зовнішніми приєднаннями. При викатуванні висувного елемента у ремонтне положення отвори до нерухомих роз'єднувальних контактів головного кола автоматично закриваються шторками, що падають.

При вкатуванні висувного елемента в контрольне положення шторки автоматично піднімаються та визволяють отвори для проходження рухомих роз'єднувальних контактів головного кола.

У перегородці, яка відокремлює відсік нижніх роз'єднувальних контактів головного кола від відсіку висувного елемента, має місце знімний лист 4, при знятті якого забезпечується можливість обслуговування кабеля 11.

У релейній шафі 3 встановлений блок, на якому встановлені лічильники, реле та інша апаратура низької напруги. Релейна шафа з фасаду закривається дверима. Під релейною шафою на фасаді встановлений лист приладів, на якому розташовані вимірювальні прилади, ключі та кнопки керування, сигнальні лампи. Лист приладів є елементом фасаду камери.

Щит управління – це пристрій, який містить необхідні технічні засоби для управління роботою електроустановки (прилади, апарати та ключі управління, прилади сигналізації та контролю). На підстанціях за спрощеними схемами (без вимикачів ВН) спеціальних щитів управління не передбачається. Перемикання на таких підстанціях частково або повністю здійснюється з диспетчерських пунктів за допомогою засобів телемеханіки. Складні операції здійснюється оперативно-виїзною бригадою.

На потужних підстанціях 110 кВ та вище за схемами з вимикачами ВН споруджуються загальнопідстанційні пункти управління. З центрального щита цього пункту здійснюється управління трансформаторами, лініями 35 кВ та вище, акумуляторною батареєю та контролюється робота основних елементів підстанцій. Управління лініями 6 – 10 кВ здійснюється в РУ 6 – 10 кВ.

На тягових підстанціях на щиті управління (рис 10.5) монтують апаратуру управління (прилади дистанційного управління вимикачами, вимірювальні прилади, реле, рубильники та інше обладнання). На панелях щита влаштовують мнемонічну схему, яка відображує електричну схему підстанції. Увімкнутий та вимкнутий стан вимикачів показують засоби сигналізації.

Вимірювальні прилади встановлюють на одному рівні з лицьовою частиною щита. Прилад розташовується з щитом та закріплюється на ньому спеціальним роз'ємним хомутом. У деяких випадках вимірювальні прилади монтують не на панелях, а на спеціальних колонках. Ці колонки закріплюються на щиті управління.

Вольтметри постійного струму виготовляють на напругу до 5000 В; вольтметри на напругу вище 600 В мають додаткові резистори,які монтуються у окремому кожусі, до мережі їх приєднують за допомогою високовольтного запобіжника. Амперметри постійного струму на струм до 500А мають внутрішній шунт, а при великих струмах – зовнішній шунт.

Для звукових сигналів використовують дзвінки та сирени різних типів. Прилади та апарати, що встановлені на щитах управління, з'єднуються кабелями або дротами з обладнанням, яке розташоване в різних частинах тягових підстанцій. Для зручності монтажу та експлуатації ці приєднання здійснюють за допомогою спеціальних затискачів. У верхній частині панелей щита розташовують написи, які вказують призначення панелі та окремих кіл. Такі написи роблять зі зворотного боку панелі. Каркаси щитів складаються з рам, які виготовляються зі сталевих листів. Ці рами

з’єднують між собою для створення основи, на якій закріплюють панелі. На фасадних панелях монтують всі вимірювальні прилади, за якими здійснюється контроль, та всю апарату управління. На бокових панелях монтують реле, запобіжники та прилади. При великій кількості реле їх встановлюють на окремих релейних щитах.

Сучасні підстанції мають велику кількість апаратів вимірювання , контролю та управління, тому для їх розташування необхідні громіздкі щити. Зменшення габаритів щитів досягається шляхом використання малогабаритних приладів, телемеханічної системи вибіркового управління та контролю за викликом.

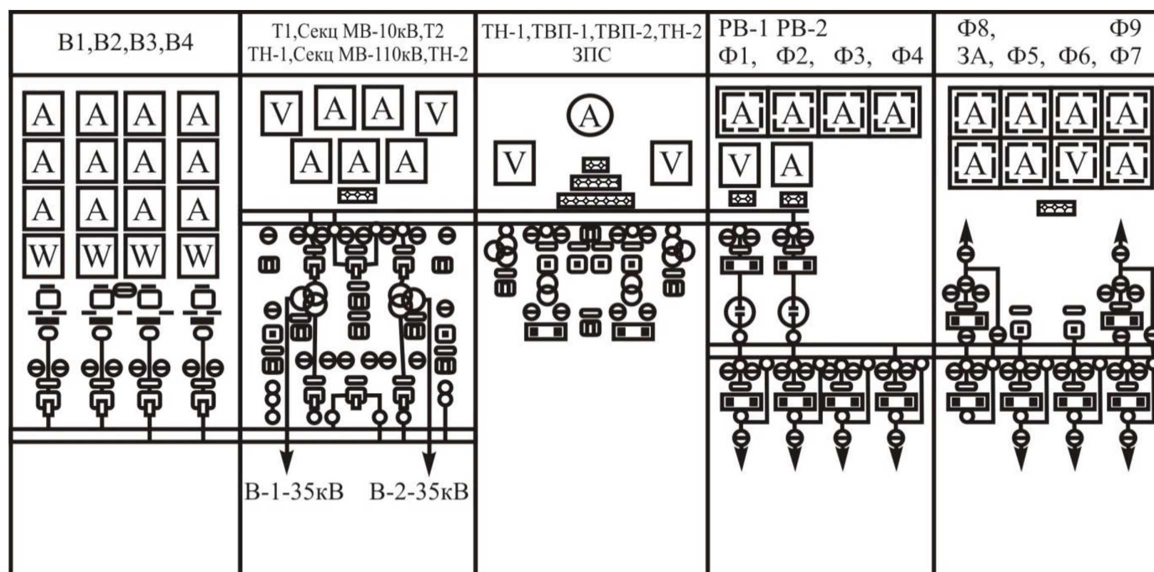


Рис. 10.5 Частина фасаду щита управління

10.3 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ

10.3.1 Класифікація, характеристика та вимоги до комплектних розподільних установок

Комплектною розподільною установкою (КРУ) називається електрична розподільна установка, яка складається із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації, управління та сполучних елементів. Шафи або блоки поставляють у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді. З шаф з відповідним обладнанням утворюють комірки різного призначення (уводів, ліній, що відходять, трансформаторів напруги тощо).

Комплектна розподільна установка, яка призначена для внутрішнього розташування скорочено позначається КРУ, а комплектна розподільна установка, яка призначена для зовнішнього розташування скорочено позначається КРУЗ.

Шафи, в яких комутаційні апарати, вимірювальні трансформатори, обмежувачі перенапруг тощо встановлюються безпосередньо в корпусі шафи нерухомо, відносять до комплектних розподільних установок стаціонарного виконання, а при розташуванні цих апаратів на висувному елементі (візку) шафи комплектних розподільних установок відносять до комплектних розподільних установок висувного виконання. КРУ висувного типу виготовляються з викатним (висувним) візком, що переміщується безпосередньо по підлозі ЗРУ та касетного типу - модуль викочується на сервісний візок.

Конструкція шаф комплектних розподільних установок передбачає можливість встановлення висувних елементів з вимикачами, трансформаторами напруги або з

роз’єднувальними контактами з перемичкою в робочому, контрольному положенні та в положенні викатування з шафи для ревізії та ремонту.

Висувний елемент може займати в шафі КРУ наступні фіксовані положення:

- робоче, при якому головні та допоміжні контакти шафи замкнені;

- контрольне, при якому головні кола шафи розімкнені, а допоміжні замкнені, (в контрольному положенні висувного елемента допускається розмикання допоміжних кіл, таке положення висувного елемента називається розімкненим);

- ремонтне, коли висувний елемент знаходиться поза корпусом шафи і його головні та допоміжні кола розімкнені.

В робочому та контрольному положеннях висувний елемент фіксується для виключення можливості для його несанкціонованого переміщення в середині шафи при роботі всіх механізмів шафи в нормальному режимі та при проходженні струму короткого замикання.

У всіх шафах КРУ при викачуванні висувного елемента з робочого положення отвори до нерухомих роз’єднувальних контактів головного кола закриваються шторками, які мають пристосування для їх запирання.

Шафи комплектних розподільних установок мають блокувальні пристрої, які не дозволяють вкачувати або викачувати візок при увімкненому вимикачі, а також вмикати заземлюючий роз’єднувач при робочому положенні візка та вкачувати візок при увімкненому положенні заземлюючого роз’єднувача.

В якості ізоляції між струмовідними частинами в КРУ можуть використовуватись повітря, масло, тверда ізоляція, інертні гази та ін.

З метою локалізації аварій в шафі при виникненні відкритої дуги всі КРУ повинні мати розвантажувальні клапани з допоміжними контактами, які забезпечують зниження тиску в шафі. Допоміжні контакти дозволяють здійснювати вимикання вимикачів живлячих елементів.

Комутаційна здатність КРУ визначається відповідними параметрами вмонтованих в КРУ вимикачів з відповідним приводом. Вимикачі, які монтуються в шафи КРУ, повинні витримувати стандартні та випробувальні цикли при значеннях струмів вмикання та вимикання, що встановлені для конкретних типів КРУ.

Шафи комплектних розподільних установок повинні мати блокування, які не дозволяють:

- переміщування висувного елемента з робочого положення в контрольне та з контрольного положення в робоче при увімкненому стані комутаційного апарата, який встановлений на висувному елементі;

- вмикання комутаційного апарату, встановленого на висувному елементі, при знаходженні висувного елемента в проміжному (між робочим та контрольним) стані;

- переміщування висувного елемента з контрольного (розімкненого) положення в робоче положення при увімкнених ножах заземлюючого роз’єднувача;

Крім того в КРУ з використанням роз’єднувачів застосовують блокування, які не дозволяють:

- вмикання та вимикання роз’єднувачів при увімкненому вимикачі головного кола;

- вмикання роз’єднувачів при увімкнених ножах заземлюючого роз’єднувача, а також вмикання заземлюючого роз’єднувача при увімкнених роз’єднувачах;

- вкачування та викачування висувного елемента з роз’єднувачами під навантаженням (для шаф без вимикачів);

- вмикання заземлюючого роз’єднувача в шафі секціонування з роз’єднувачем при робочому положенні висувного елемента секційного вимикача

Крім вказаних блокувань шафи КРУ повинні мати блокування зовнішніх приєднань. За механічною міцністю до шаф комплектних розподільних установок та вмонтованої в них апаратури пред’являються вимоги забезпечення нормальної роботи у

всіх експлуатаційних та аварійних режимах. Стандартами та технічними умовами для КРУ регламентовані кількість циклів, які шафи повинні витримувати: 2000 вмикань та вимикань роз'ємних контактів головних та 500 допоміжних кіл; 2000 переміщень висувного елемента з робочого в контрольне положення та у зворотному напрямку і стільки ж відкривань та закривань шторок; 1000 відкривань та закривань дверей; 500 вмикань та вимикань заземлюючого роз'єднувача тощо.

Комплектні розподільні установки повинні задовольняти вимогам за стійкістю до наскрізних струмів короткого замикання, витримувати при увімкненому положенні апаратів головного кола номінальний струм електродинамічної стійкості, а також проходження номінального струму термічної стійкості на протязі 3 с.

При виникненні в середині шафи КРУ короткого замикання з відкритою електричною дугою конструкція комплектної розподільної установки повинна забезпечувати локалізацію аварій в межах шафи. Локалізаційна здатність КРУ рахується достатньою, якщо дія електричної дуги не призводить до прожогів дверей та оболонок шаф в зоні обслуговування. При цьому кришки та двері КРУ не зриваються, а електрична дуга не перекидається на інші шафи або монтажні одиниці.

Максимальну локалізаційну здатність повинен мати відсік збірних шин, тому що пошкодження збірних шин може призвести до вимикання всієї секції розподільної установки, тобто до втрати живлення на інших електричних приєднаннях.

Обслуговування апаратів, приладів, обладнання, струмовідних частин та самої шафи КРУ повинні бути безпечними при знятій напрузі у цьому колі. При цьому повинна бути забезпечена можливість огляду, заміни та ремонту обладнання без порушення нормальної роботи кіл в сусідніх шафах КРУ.

Електрообладнання висувного елемента підлягає ремонту тільки після виведення його в ремонтне положення.

Заземлюючі ножі та інші апарати рублячого типу повинні встановлюватися так, щоб вони не мали змоги несанкціоновано увімкнути коло під дією сили тяжіння. При цьому їх рухомі частини у вимкнутому положенні не повинні знаходитись під напругою. Приводи заземлюючих роз'єднувачів повинні мати вказівники положення та пристосування для їх запирання.

Шафи КРУ повинні мати вказівники робочого та контрольного положень висувного елемента. Для КРУ, де фасадом шафи є фасад висувного елемента, положення висувної частини відносно шафи КРУ повинно бути добре видно для візуального визначення робочого та контрольного положень висувного елемента.

Вторинні кола релейної шафи з'єднують з вторинними колами висувного елемента за допомогою штепсельних роз'ємів та гнучких шлангів.

Шафи КРУ одного типу та виконання повинні мати однакові габаритні та установчі розміри та забезпечувати взаємну заміну висувних елементів та інших частин.

Каркас висувного елемента повинен мати безперервний електричний контакт з корпусом шафи КРУ за допомогою сковзаючих заземлюючих контактів на протязі усього шляху від робочого до контрольного положення висувного елемента не менше ніж у двох місцях. Не дозволяється використовувати для заземлення болти, гвинти, шпильки, які виконують роль деталей кріплення.

Між комплектними розподільними установками внутрішнього та зовнішнього розташування є багато спільного, тобто вони складаються з металевих шаф зі вмонтованими в них апаратами, приладами, пристроями захисту та управління. Але через те, що комплектні розподільні установки зовнішнього розташування призначенні для відкритого встановлення поза приміщенням вони повинні бути закриті від впливу довкілля.

Шафи КРУЗ мають ущільнення, які забезпечують захист апаратури від забруднень та атмосферних опадів. Але шафи не є абсолютно герметичними. Тому КРУЗ не

призначені для роботи в середовищі з вологістю повітря більше 80%, а також не призначені для роботи в середовищі з хімічно-активними газами та струмовідним пилом. КРУЗ розраховані для роботи при температурах довкілля від -40 до + 350С. В деяких серіях КРУЗ передбачається штучний підігрів повітря в середині шафи для запобігання конденсації вологи при різних коливаннях температури довкілля.

Шафи КРУЗ широко застосовуються для комплектних трансформаторних підстанцій та у відкритих розподільних установках електростанцій та підстанцій.

За конструктивним виконанням шафи КРУЗ поділяються на три основні групи:

перша група – конструкції, які являють собою металеве приміщення розподільної установки, з вмонтованим обладнанням та апаратурою, з наявністю коридору для обслуговування.

друга група – конструкції шафового індивідуального виконання з висувним елементом.

третя група – конструкції шафового індивідуального виконання без висувних елементів, тобто зі стаціонарно вмонтованими вимикачами, трансформаторами напруги або іншими апаратами.

Шафи комплектних розподільних установок повинні бути зручними в експлуатації та розрахованими на легкий та зручний монтаж і налагоджування. Необхідно також забезпечувати зручність виконання монтажу та експлуатації зовнішніх приєднань силових і контрольних кабелів та струмопроводів та передбачати можливість доступу для огляду цих приєднань у випадку знятої напруги.

Виходячи зі світової практики будівництва та модернізації розподільних установок електричних станцій та підстанцій можна зробити висновок, що найбільш доцільним, особливо при напрузі 110 кВ та вище є застосування не тільки окремих елегазових апаратів (наприклад вимикачів), а й комплектних розподільних установок з елегазовою ізоляцією.

Елегазова комплектна розподільна установка (КРУЕ) – це розподільна установка, складена з блоків, в яких основне устаткування вміщено в оболонки, заповнені елегазом (SF_6), який є ізолювальним та (або) дугогасильним середовищем.

Застосування елегазу SF_6 дозволяє створювати КРУ на високі напруги, тому що елегаз має високі електроізоляційні та дугогасильні властивості. Вимикачі, роз’єднувачі та вимірювальні трансформатори з елегазовою ізоляцією мають значно менші габарити на відміну від апаратів з масляною та фарфоровою ізоляцією. Кожний елемент в КРУ з елегазовою ізоляцією розташовують в металевій, герметичній та заземленій оболонці, яка заповнена елегазом під надлишковим тиском. Окремі елементи (блоки) з’єднують за допомогою фланців, а електричні з’єднання виконують стрижневими шинами. Шини розташовують у металевих корпусах з елегазом разом з вторинними контактами розеточного типу. Поділ КРУЕ на блоки дозволяє при заміні одного з них зберегти газове заповнення в іншій його частині.

За функціональним призначення комірки КРУЕ можуть біти лінійними, шиноз’єднальними, трансформаторів напруги та секційними.

Комплектні розподільні установки з елегазовою ізоляцією мають наступні переваги: зменшення необхідної площі розташування в 10 - 15 разів у порівнянні зі звичайними КРУ, збільшення міжремонтних періодів, повна автоматизація обслуговування, пожежо- та вибухобезпечність і екологічна безпека.

Недоліками є: відносна висока вартість елегазу та обмеження нижніх робочих температур довкілля, що призводить до необхідності розташування КРУЕ в закритих приміщеннях. Обмеження нижніх температур пояснюється тим, що при температурі -30^{0}С елегаз скраплюється та погіршує свої ізоляційні та дугогасильні властивості. Тому для встановлення КРУЕ на відкритому повітрі у місцевості, де температура повітря може знижуватися до -30^{0}С та нижче, необхідно вирішувати питання про можливість підігріву

елегазу. Застосування КРУЕ дозволяє виконувати компактні, повністю автоматизовані підстанції на обмеженій площі. Крім того КРУЕ мають відносно невелику масу та великий строк служби. КРУЕ випускаються на напругу 72,5 - 170 кВ, 245 - 525 кВ та 800 кВ.

10.3.2 Конструкція комплектних розподільних установок

Комплектна розподільна установка (КРУ) внутрішньої установки напругою 6 — 10кВ монтуються з комірок різного призначення (ввідних, відхідних ліній, трансформаторів напруги тощо), виконаних у вигляді шаф з відповідним обладнанням.

Шафа КРУ серії К-XXVI кабельної лінії, що відходить, показана на рис. 10.6. Вона складається із корпуса 1 з апаратурою, стаціонарно закріпленого на закладних деталях підлоги, та висувного візка 14 з апаратурою, яка може знаходитися в трьох положеннях:

- робочому, при якому вона повністю введена в корпус (як показано на рис. 10.6);

- контрольному, при якому вона висунута настільки, що силові контакти 22 та 15 розімкнуті, а допоміжні — замкнуті, що дозволяє випробувати вимикач 11 на вмикання та відключення при розімкнутому силовому колі;

- ремонтному, при якому візок повністю виведений з корпусу.

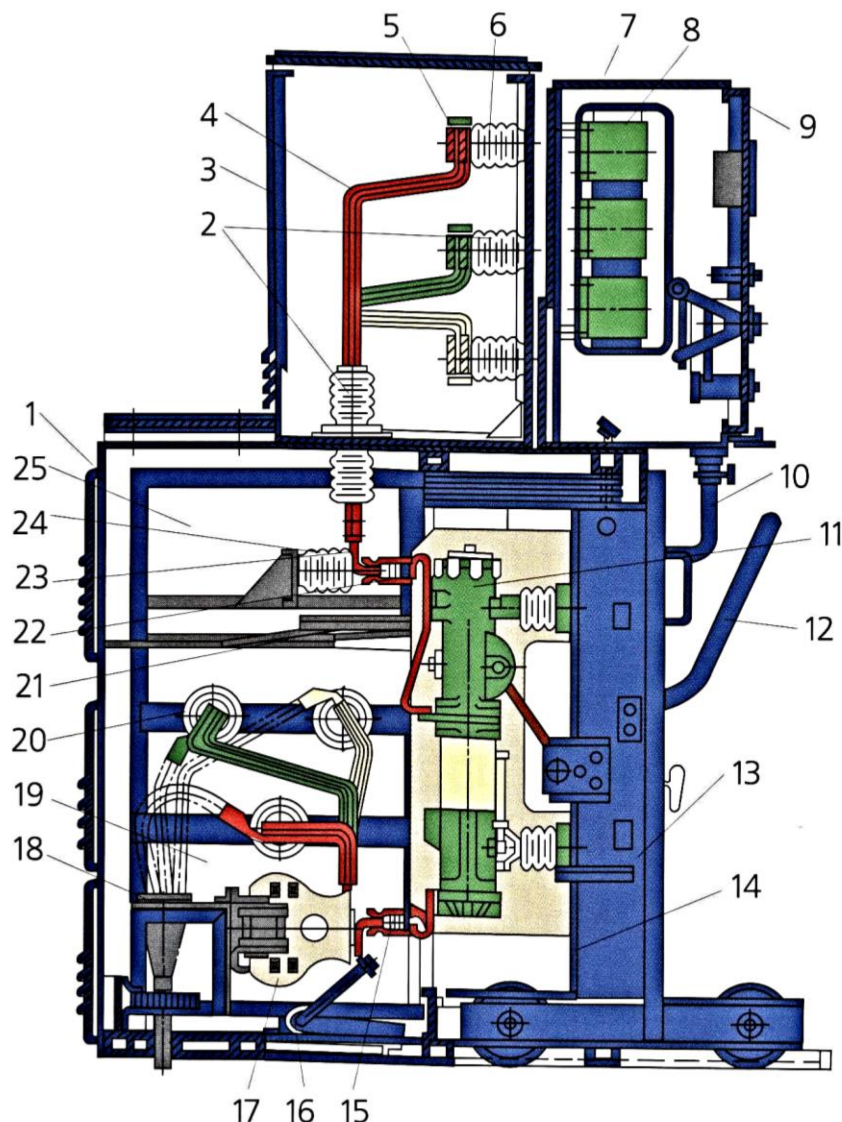


Рис. 10.6 Шафа КРУ серії К-XXVI кабельної лінії, що відходить

У корпусі є п'ять відсіків: збірних шин 3; верхніх роз'ємних силових контактів 25 та нижніх роз'ємних силових контактів 19 відокремлених перегородкою 21; висувного візка 14 (відсік 13); релейного захисту та вимірювальних приладів 7. У відсіку 3 розміщені збірні шини 5, закріплені на опорних ізоляторах 6; ошиновка 4, що проходить через прохідні ізолятори 2 у відсік 25 та підключена до нерухомих контактів 23 верхніх роз'ємних контактів, закріплених на ізоляторах 24.

У відсіку 19 знаходиться кабельна воронка 18, трансформатор струму нульової послідовності, трансформатори струму 17, до виводів яких приєднані жили кабеля на кабельних збірках 20. Другі виводи трансформаторів струму є нерухомими контактами нижніх роз'ємних контактів. Заземлюючий ніж 16 служить для заземлення трансформаторів струму 17 та кабельної лінії. На висувному візку 14 розташовується вимикач 11 серії ВМПЕ - 10 з приводом та рухомі штепсельні контакти 15 та 22 пальцевого типу. У відсіку 7 розміщена релейна апаратура 8. Деякі прилади та реле встановлюються на дверці 9 цього відсіку. Важіль 12 служить для доведення візка у робоче положення. На рисунку також видно ручки, за допомогою яких викочують візок, і кнопки управління вимикачем.

На рис. 10.7 наведена шафа КРУ типу КРУ2 - 10Е, яка знайла широке застосування в багатьох галузях промисловості, транспорту та сільського господарства.

В шафі встановлений вимикач серії ВМПЕ-10 з вбудованим електромагнітним приводом типу ПЕ-11. Нижче наводиться опис конструкції цієї шафи. Інші типи шаф (з трансформатором напруги, з розрядниками, силовими трансформаторами та інші) мають подібну конструкцію і відрізняються в основному тільки конструкцією візка. Шафа комплектної розподільної установки з вимикачем (рис. 10.7) складається з трьох основних частин: коруса шафи 15, висувного елемента 16 та релейної шафи 18. Корпус шафи являє собою жорсткий зварений каркас, обшитий зовні металевими листами. Корпус розділений металевими перегородками на чотири відсіка:

- відсік збірних шин 1 утворюється двома стійками, верхньою та нижньою перегородками з прохідними ізоляторами 3. У відсіку збірних шин на опорних ізоляторах 2 встановлюються збірні шини з відпайками до верхніх контактів штепсельних рз'єднувачів 4. Збірні шини та відпайки пофарбовані у колір, кий відповідає фазуванню. Фаза «А» пофарбована у жовтий колір; фаза «В» - в зелений колір, а фаза «С» - в червоний колір. Відпайки фарбуються згідно кольору збірних шин і встановлюються, як правило, в послідовності А,В,С зліва направо, якщо дивитися з фасадної сторони шафи;

- відсік верхніх контактів штепсельних роз'єднувачів 4 утворюється нижньою перегородкою відсіку з прохідними ізоляторами верхньою металевою перегородкою 6 відсіку трансформаторів струму та знімною кришкою 5, яка встановлена з задньої сторони шафи;

- відсік трансформаторів струму (лінійний відсік) 8 утворюється перегородкою 6, знімною кришкою 7, знімною перегородкою між лінійним відсіком та відсіком для висувного елемента та листами обшивки шафи. У відсік встановлюються трансформатори струму 8 серії ТПЛ-10 (ТПОЛ-10) на струм до 1500А; епоксидні заділки силових кабелів 11; трансформатори струму 13 типу ТЗЛ; ножі штепсельного роз'єднувача 12; ножі заземлюючого роз'єднувча 14.

- відсік розміщення висувного елемента утворюється металевим знімним листом та шторками 10, які відкриваються при вкатуванні візка у робоче положення. Над відсіком висувного елемента встановлюється релейна шафа 18 з низьковольтними контактними колами. З фасаду відсік зачиняється дверцятами 17. Висувний елемент 16 в шафі має три основних положення: робоче, контрольне та ремонтне. У робочому положенні візок висувного елемента знаходиться в корпусі шафи, кола первинних та вторинних з'єднань, які забезпечують нормальну роботу шафи, замкнуті.

У контрольному положенні візок також знаходиться в корпусі шафи, але кола первинних з'єднань розімкнуті та знаходяться на безпечній відстані (за умовою електричного пробою) відстані один від одного, а роз'єднуючі контакти вторинної комутації, які забезпечують можливість випробування вимикача з приводом, можуть бути замкнуті.

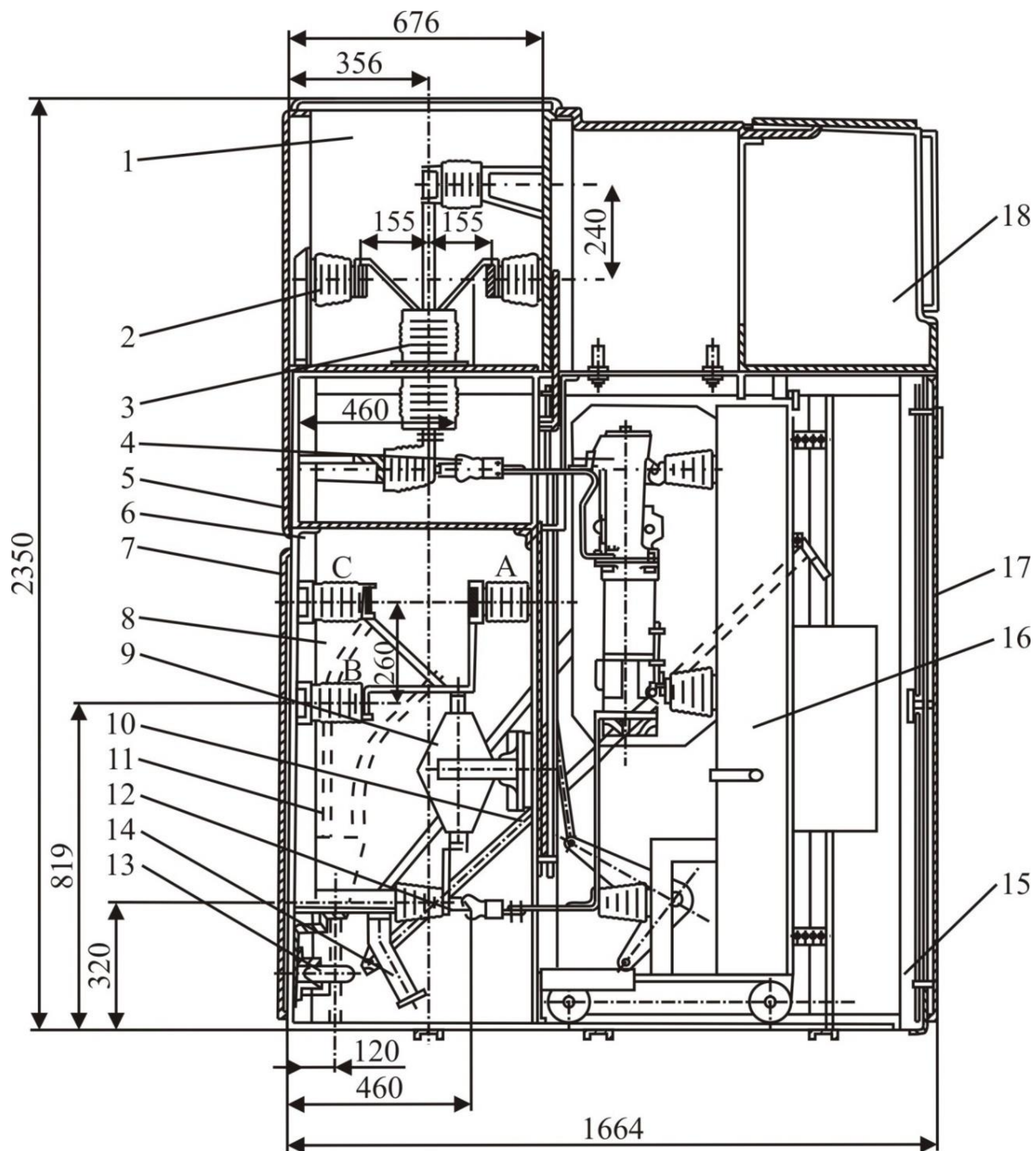


Рис. 10.7 Шафа КРУ типу КРУ2 - 10Е

Релейна шафа 18 являє собою зварну конструкцію з листового заліза. Релейна апаратура, прилади вимірювання, обліку та сигналізації розміщуються на передній стінці шафи і на дверцятах релейної шафи. В верхній частині шафи у спеціальному коробі розміщуються клеми магістрального щітка, який слугує для приєднання до нього магістралей та відпайок кіл управління та захисту. В нижній частині шафи з боку фасаду розміщуються ключи управління, блінкера та сигнальні лампи. На нижньому листі релейної шафи встановлені нерухомі низьковольтні контакти для зв'язку кіл вторинної комутації висувного елемента та релейної шафи, а також вихідні клемники кіл вторинної комутації.

Більш сучасна шафа комплектної розподільної установки типу КРУ – 2 - 10 з вакуумним вимикачем наведена на рис. 10.8.

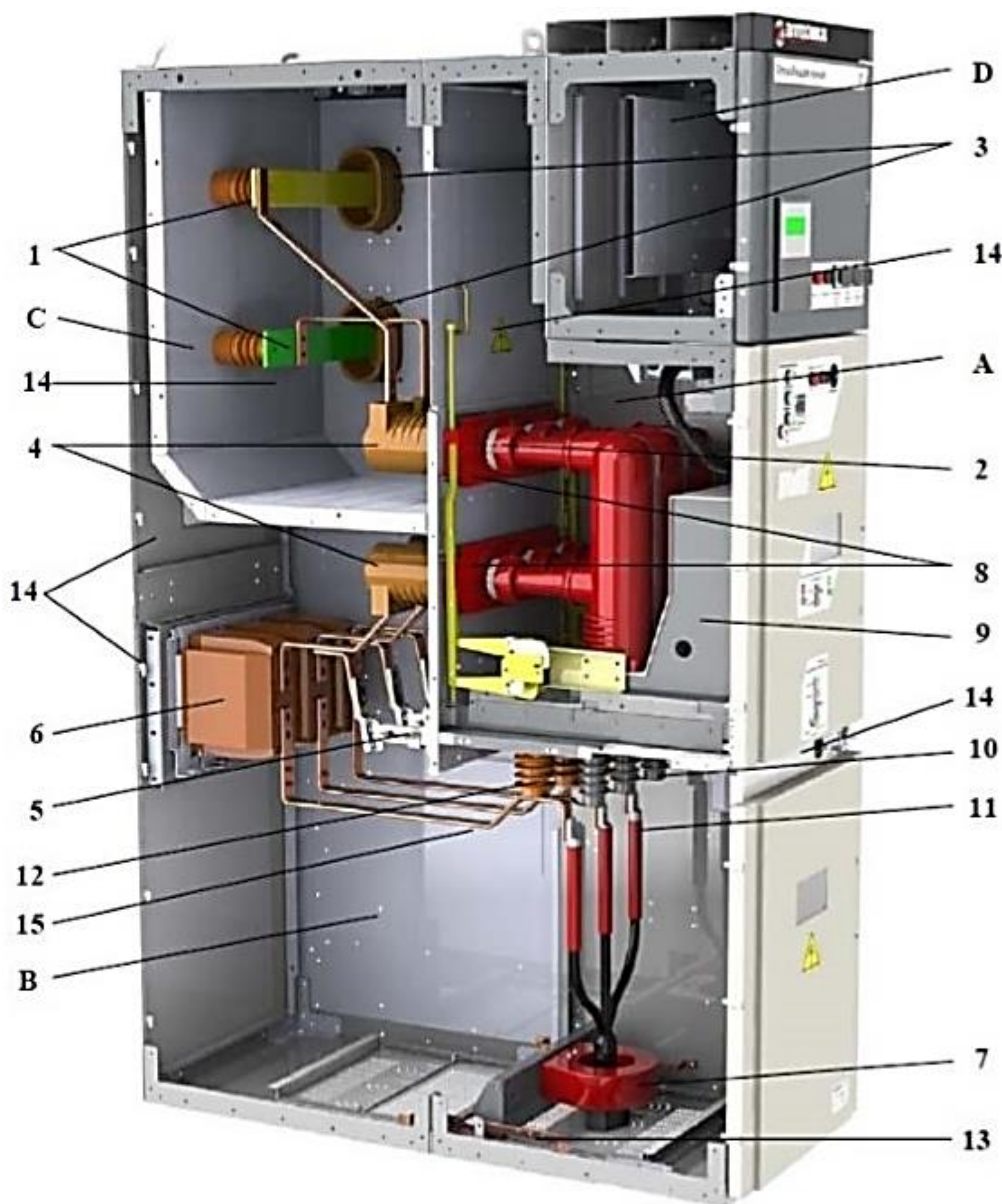


Рис. 10.8 Шафа КРУ типу КРУ - 2 - 10:
А – відсік вакуумного вимикача; В – відсік для підключення кабелю; С – шинопровід; D – відсік реле.
1 - шинопроводи (відображаються лише фази А та В); 2-контактна система (показаний струмопровідний стріжень); 3 - вводи (у відсіку шинопроводу); 4 - вводи (у відсіку кабельного з'єднання); 5 - заземлюючий ніж; 6 – вимірювальні трансформатори струму; 7 - вимірювальний трансформатор нульової послідовності; 8 – шторковий механізм; 9 – висувна частина; 10 - обмежувачі перенапруги; 11 - кабельне з'єднання; 12 - ізолятори; 13 - заземлююча планка; 14 – рухливі перегородки; 15 – шина кабельного з'єднання.

Комплектна розподільна установка внутрішнього розташування серії КРУ - 68 (рис. 10.9 – рис. 10.11) складається з окремих шаф з вмонтованими в них апаратами, приладами вимірювання, релейного захисту, автоматики, сигналізації та управління, які

з’єднанні між собою у відповідності до електричної схеми головних кіл розподільної установки.

КРУ можуть постачатися окремими шафами з елементами для стикування шаф в розподільній установці. Збірні шини розташовані у верхній частині шафи і можуть мати виконання для блоків від однієї шафи до шести шаф на струми 1000-2000 А (шини алюмінієві), а для блоків від однієї шафи до чотирьох шаф на струм 3150А (шини мідні).

Металеві корпуса вмонтованого обладнання та металеві частини КРУ, які доступні для дотику, мають електричний контакт з заземлювальною магістраллю шафи через шинки заземлення або ковзаючи контакти. Магістральні шини заземлення шаф з’єднані між собою в єдиний контур заземлення розподільної установки, який приєднується до зовнішнього контуру заземлення за допомогою болтового з’єднання в спеціальному місці на торцевій стінці. Захист металоконструкцій КРУ від корозії виконується полімерним та (або) гальванічним покриттям. Шафи КРУ - 68 мають виконання шаф, як для однобічного обслуговування, так і для двобічного обслуговування.

Компонування шаф дозволяє мати просторий відсік приєднання високовольтних кабелів та передбачає зручність оглядів, ремонту та демонтажу вмонтованого обладнання.

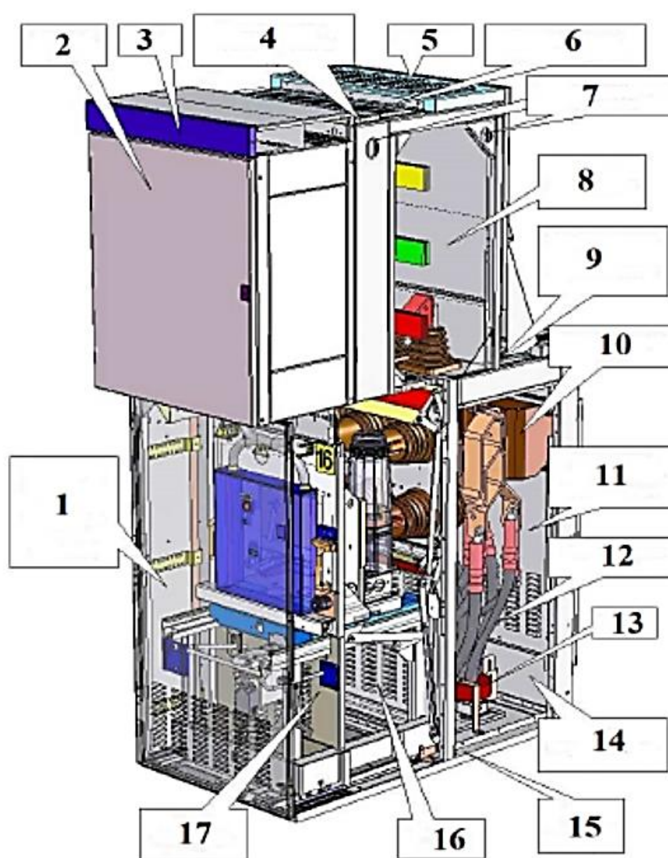


Рис. 10.9 Шафа кабельного уводу на струми до 1600 А з уводом знизу шафи:
1 – дверцята відсік висувного модуля (зображення умовно прозоре); 2 – релейна шафа; 3 – лоток; 4 – клапан розвантаження відсіку висувного модуля; 5 – кришка; 6 – клапан розвантаження відсіку збірних шин; 7 – отвори для транспортування; 8 – відсік збірних шин; 9 – клапан розвантаження відсіку високовольтного обладнання; 10 – трансформатори струму; 11 – дверцята відсіку високовольтного обладнання; 12 високовольтні кабелі; 13 – трансформатор струму нульової послідовності; 14 відсік високовольтного обладнання; 15 – рама основи шафи; 16 – знімна кришка; 17 – відсік висувного модуля

Шафа (рис. 10.9) складається з високовольтної частини, релейної шафи та висувного модуля. Високовольтна частина шафи за допомогою стінок та перегородок поділена на три відсіка:

- відсік висувного модуля;
- відсік обладнання (уводу або виводу) ;
- відсік збірних шин.

З фасаду відсіка висувного модуля маються зовнішні фасадні двері (рис. 10.10). Конструкція фасадних дверцят забезпечує можливість оперування висувними елементами та змонтованими на них високовольтними вимикачами при закритих фасадних дверях. Відмінною особливістю конструкції шаф КРУ - 68 є наявність висувного модуля. Висувний модуль (рис. 10.11) має великі колеса і може легко переміщуватись з робочого положення в ремонтне та в зворотному напрямку.

В верхній частині висувного модуля змонтований висувний елемент на якому монтується певне обладнання. Висувний елемент гвинтовим механізмом вручну за допомогою приводного важеля переміщується на нижній частині висувного модуля з робочого в контрольне положення та навпаки.

Управління висувними елементами не потребує застосування значних зусиль, завдяки застосованому механізму, та забезпечує легке та зручне переміщення висувних елементів.

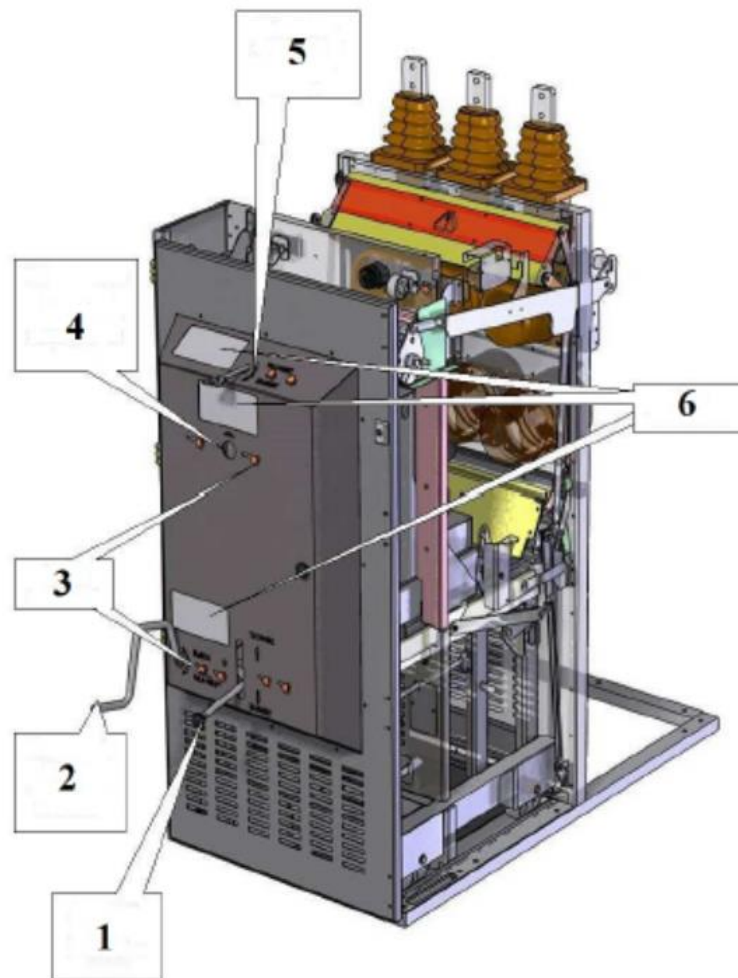


Рис. 10.10 Зовнішні фасадні дверцята шафи:
1 – ручка для фіксатора висувного елемента; 2 – приводний важіль висувного елемента; 3 – ручки засувок; 4 – отвір для рукоятки вимикання вимикача типу VM-1; 5 – вказівник напряму повороту ключа; 6 – вікно спостереження

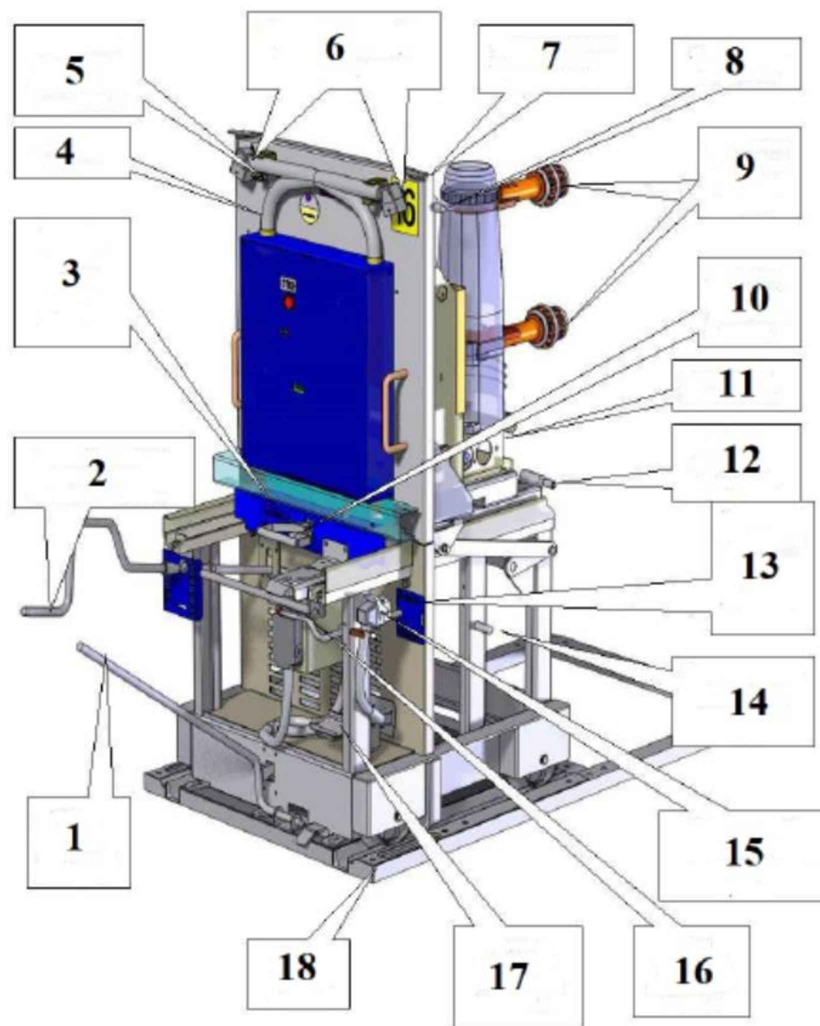


Рис. 10.11 Висувний модуль з вакуумним вимикачем
1 – важіль доведення висувного модуля; 2 – приводний важіль переміщення висувного елемента; 3 – вказівник положення висувного елемента; 4 – висувний елемент; 5 – вказівник положення запираючого пристрою; 6 – штепсельні роз'єми допоміжних кіл; 7 – упори пластини заземлюючого роз'єднувача; 8 – запираючий пристрій; 9 – роз'ємні контакти головного кола; 10 – рукоятка фіксатора висувного елемента; 11 – вакуумний вимикач; 12 – упори шторкового механізму; 13 – вказівник положення фіксатора висувного модуля; 14 – бокові упори блокування висувного модуля; 15 – штепсельний роз'єм допоміжних кіл; 16 – ручка фіксатора висувного модуля; 17 – педаль фіксатора висувного модуля; 18 – рама основи шафи

У системах електропостачання промислових підприємств, в енергетичних системах та на електростанціях широко застосовуються комплектні розподільні установки зовнішнього розташування (КРУЗ). Вони складаються із закритих шаф (комірок), в яких розміщені комутаційні апарати, вимірювальні та захисні прилади, а також допоміжні пристрої (блокування, обігрівачі, освітлення тощо).

Шафи КРУЗ виготовляються двох видів: зі стаціонарним та висувним виконанням комутаційного апарату. Комірки першого виду зазвичай передбачаються одностороннього обслуговування без проходу із задньої сторони. У цьому випадку шафи встановлюються впритул до стіни (комірки типу КСО). Внаслідок такого розміщення розміри (ширина) розподільної установки зменшуються.

Шафи другого виду виконуються з комутаційними апаратами, встановленими на візку, який при виконанні ремонтних робіт викочується за межі комірки (комірки типу

КРУ). Шафи цього виду є перспективнішими та дозволяють забезпечити швидку заміну несправного комутаційного апарату, підвищити безпеку та зручність обслуговування.

Кожна розподільна установка (КРУЗ) складається з шаф різного призначення: вводів, кабельних та повітряних ліній, що відходять, секційних, трансформаторів напруги та розрядників, трансформаторів власних потреб тощо.

Комплекта розподільна установка зовнішнього розташування типу КРЗ-10 (рис. 10.12) призначений для зовнішньої установки в РП змінного струму напругою 10 кВ частоти 50 Гц.

На рис. 10.12 показаний розріз шафи КРПЗ типу КРЗ-10 з повітряним уводом. Камера розподільної установки зовнішнього розташування являє собою металеву шафу з похилим дахом. Внутрішня частина шафи роз'єднана металевими перегородками на п'ять відсикків: повітряного уводу 3, трансформаторів струму 1 з верхніми 10 та нижніми 11 силовими контактами, збірних шин 5, висувного елементу з вакуумним вимикачем 7 та релейного захисту і низьковольтної апаратури 6.

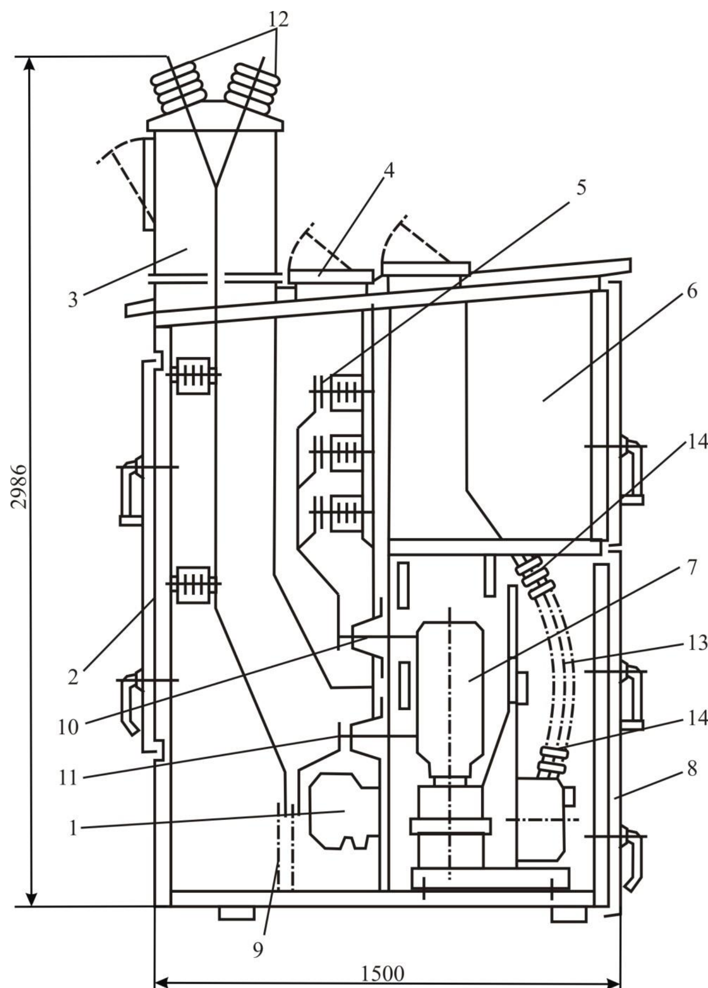


Рис. 10.12 Шафа повітряного уводу КРУЗ типу КРЗ-10:
1 – трансформатор струму; 2 – задні двері; 3 – повітряний увід;
4 – клапан дугового захисту; 5 – збірні шини; 6 – відсік релейної апаратури;
7 – висувний елемент з вакуумним вимикачем; 8 – двері фасадні; 9 – заземлювач;
10 – верхній силовий контакт; 11 – нижній силовий контакт; 12 – прохідні ізолятори;
13 – низьковольний кабель; 14 – штепсельні роз'єми

Повітряний увід приєднується до прохідних ізоляторів 12, до яких у середині шафи приєднується жорстка ошиновка. Ця ошиновка з'єднує прохідні ізолятори 12 з трансформаторами струму 1, а ті у свою чергу з'єднуються з нижніми силовими

контактами 11. Верхні силові контакти 10 з'єднуються жорсткими шинами з збірними шинами 5. У шафі передбачено встановлення низьковольтного кабелю 13 зі штепсельними роз'ємами 14, який з'єднує привод вимикача 7 з відсіком релейного захисту та низьковольтної апаратури 6. Застосування штепсельних роз'ємів 14 забезпечує розмикання низьковольтних кіл при викатуванні візка з високовольтним вимикачем 7 з шафи. Візок можна викатувати тільки при вимкненому вимикачі. Після викатування візка спеціальними шторами автоматично закриваються верхній та нижній отвори для проходу контактів вимикача. Шафа обладнана клапанами розвантаження 4, які виконують дуговий захист. У шафі встановлені необхідні блокування, у тому числі оперативні блокування зовнішніх з'єднань. Увід силових та контрольних кабелів і обслуговування трансформаторів струму 1 виконується через задні двері 2, крім того в шафах з вакуумними вимикачами встановлюються обмежувачі перенапруг (ОПН).

Шафи КРЗ-10 розраховані на температуру довкілля від +50 до -45^{0}С. При низьких температурах (-25^{0}С) вмикається підігрів відсіку вимикача, а при -5^{0}С – підігрів лічильників та релейної апаратури.

Застосування КРУЗ типу КРЗ - 10 дозволяє споруджувати РУ - 10 кВ без будівлі, що значно знижує вартість спорудження та експлуатації електроустановок.

Найкращі умови для роботи забезпечують шафи КРЗД-10, що встановлюються у два ряди, між якими утворюється коридор обслуговування шириною 2560 мм. Елементи коридору постачаються окремо.

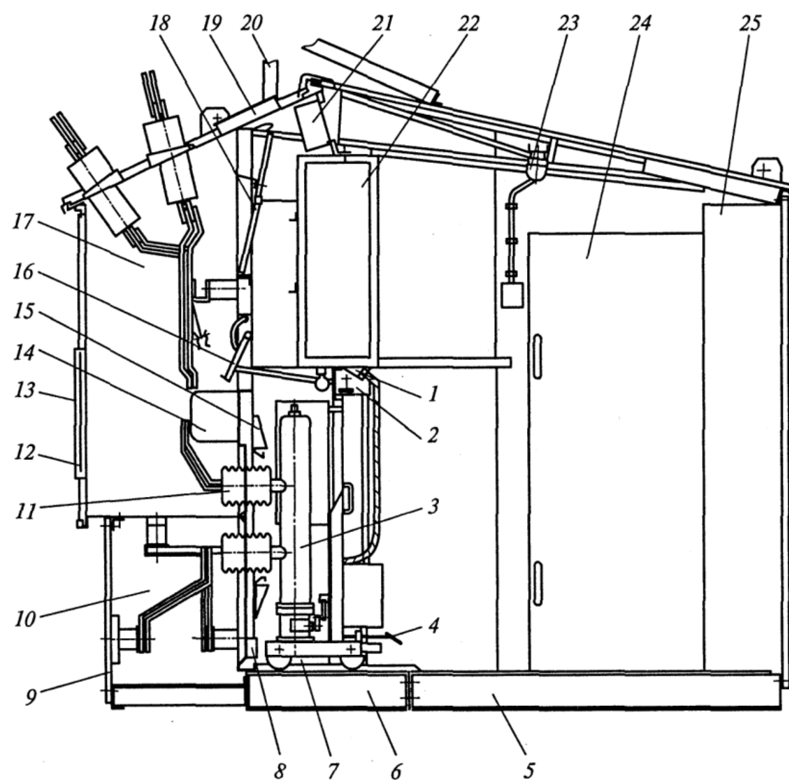


Рис. 10.13 Шафа КРУЗ типу К-59:

1 - роз'єм штепсельний; 2 - привід заземлюючого роз'єднувача; 3 - візок із високовольтним вимикачем; 4 - педаль фіксатора положення візка; 5, 6 - рами основи блоку; 7 - відсік візка; 8 - електронагрівач; 9 - знімна стінка; 10 – відсік збірних шин; 11 - ізолятор прохідний з нерухомими контактами, що роз'єднують; 12 - запобіжна перегородка; 13 - двері відсіку уводу; 14 – трансформатор струму; 15 – шторки захисні; 16 - заземлюючий роз'єднувач; 17 - відсік уводу; 18 – клапан диференціальний; 19 - клапан розвантажувальний; 20 – кронштейн уводу; 21 – перегородка; 22 - шафа релейна; 23 - вузол освітлення; 24 – двері; 25 - блок релейних шаф

Закритий коридор обслуговування КРУЗ серії К-59 утворюється передньою стінкою коридору з боку фасаду, дахом та торцевими стінками з дверима, що відкриваються назовні. Всі ці частини поставляються окремими елементами та збираються на місці. Візок із вимикачем 3 (рис. 10.13) викочується в коридор. Збірні шини 10 розташовані в нижній частині шафи. Розвантажувальний клапан 19 та заземлюючий роз'єднувач 16 забезпечують надійнішу роботу автоматики обмеження часу горіння відкритої дуги КЗ. Шафа К-59 металевими перегородками розділена на відсіки: візка 7, збірних шин 10, уводу 17, релейної шафи 22.

КРУЗ може мати різну конструкцію в залежності від обладнання, схем головних та допоміжних з'єднань.

На рис. 10.14 показаний розріз шафи КРУЗ із повітряним уводом. Внутрішня частина шафи розділена суцільними металевими перегородками на п'ять відсіків: збірних шин 3, верхніх роз'ємних силових контактів 11, трансформаторів струму та нижніх силових контактів 9, висувного візка 7, релейного захисту та вимірювачних приладів 4.

Повітряний увід підключається до прохідних ізоляторів 1, яких всередині шафи приєднана жорстка ошиновка, що з'єднує ізолятори 1 з трансформаторами струму 10 (на фазах А та С) і з нижнім силовим контактом 8 (на фазі). Верхні силові контакти 12 пов'язані з шинами 2 ошинуванням через прохідні ізолятори, що з'єднують електрично відсіки 11 та 3. У відсіку 4 знаходиться відкидний лист приладів 5.

Штепсельний роз'єм 6 забезпечує розмикання низьковольтних кіл при викочуванні візка з високовольтним вимикачем. Візок можна викочувати тільки при вимкненому вимикачі. Після викочування візка (на рис. 10.14 вона висунута з шафи) спеціальними шторами автоматично закриваються верхній та нижній отвори для проходу рухомих та головних контактів. Застосування КРУЗ дозволяє споруджувати РУ - 6 та 10 кВ без будівлі, що значно знижує вартість спорудження та експлуатації електроустановок.

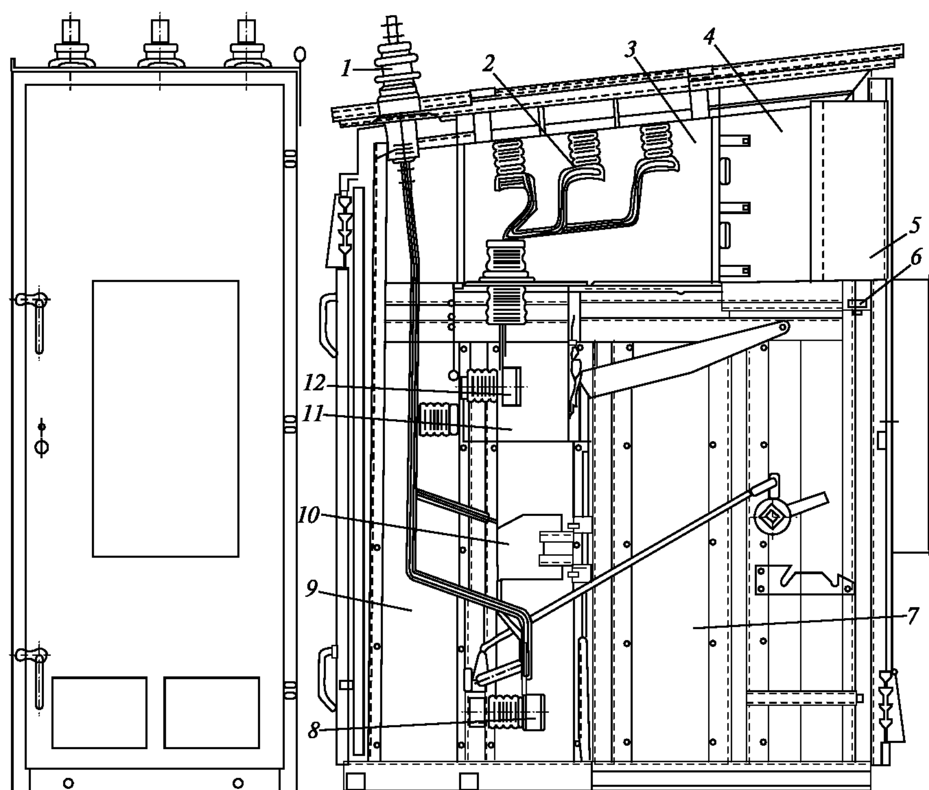


Рис. 10.14 Шафа КРУЗ з повітряними уводами

Комірка комплектної розподільної установки з елегазовою ізоляцією є складовою частиною елегазової розподільної установки напругою 110 кВ.

Як вище зазначалось за функціональним призначенням комірки КРУЕ можуть бути лінійними, шиноз'єднувальними, трансформаторів напруги та секційні. На рис.10.15 наведена лінійна комірка на 110 кВ зі стаціонарних електричних елементів - елегазового вимикача, роз'єднувачів, заземлювачів, ТС та ТН, збірних шин, поміщених у заземлені герметизовані металеві оболонки, заповнені елегазом. Комірки на номінальну напругу 110 - 220 кВ мають триполюсне або пополюсне керування, а комірки на 500 - 800 кВ - лише пополюсне керування. Оболонки окремих елементів з'єднують між собою за допомогою фланців з ущільненнями з синтетичного каучуку, етиленпропілену та інших матеріалів. Внутрішні об'єми оболонок деяких елементів сполучаються між собою. Загалом елегазові розподільні установки секційовані по газу. Три фази збірних шин 13 розташовані в загальному металевому кожусі, що дозволяє зменшити габарити. Електрична міць елегазу дозволяє це зробити. Відгалуження від збірних шин входять до блоку шинних роз'єднувачів 9, які з'єднані стріжневим провідником. Далі йдуть блок трансформатора струму 2 та вимикач 1. Починаючи з шинних роз'єднувачів, фази комірки відокремлені. Через перехідні блоки струмовідні частини підходять до лінійного роз'єднувача 4 з двома заземлювачами 6. Комірка приєднується до кабельного уводу 8. Для кожного полюса передбачається шафа керування 3, в якій розташовані ключі керування роз'єднувачами, електроконтактні манометри, низка контактних затискачів усіх вторинних кіл та інше. Надлишковий тиск елегазу у вимикачі складає 0,6 МПа, у відсіку трансформатора напруги – 0,4 МПа, у інших елементах – 0,25 МПа

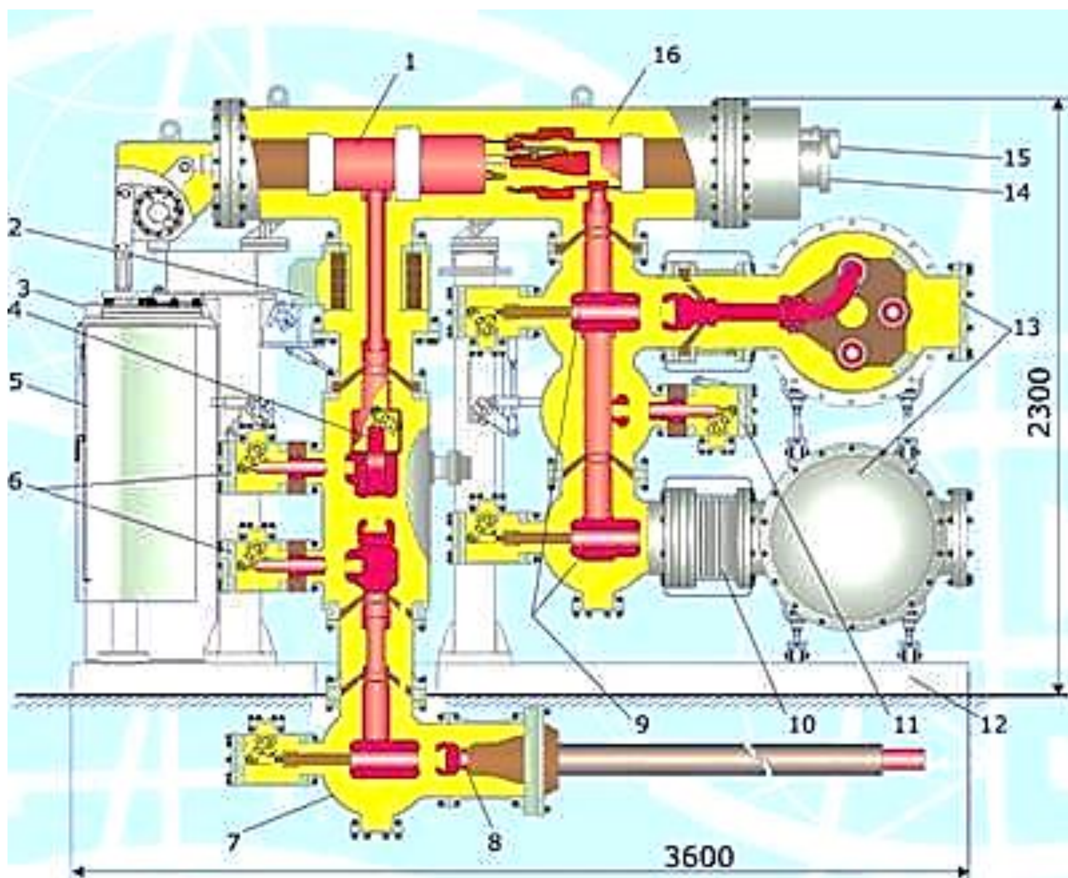


Рис.10.15 КРУЕ-110 кВ з елегазовою ізоляцією:
1 – вимикач; 2 – трансформатор струму; 3 – апаратна шафа; 4 – лінійний роз'єднувач; 5 – гідропривод; 6 — лінійні заземлювачі; 7 –роз'єднувач кабельного уводу; 8 – кабельний увід; 9 – шинні роз'єднувачі; 10 – сильфонний компенсатор; 11 – шинний заземлювач; 12 - рама; 13 – збірні трифазні шини; 14 - мембрана; 15 – датчик щільності елегазу; 16 – елегаз.

Кожна секція має контрольно-вимірювальну апаратуру. Значення тиску елегазу в КРУЕ вибирають з урахуванням створення необхідної електричної міцності. Так, для апаратів напругою 110 кВ при температурі 20°C необхідний рівень електричної міцності в слабких місцях забезпечується при абсолютному тиску 0,25 МПа. У секціях вимикачів елегаз зазвичай під великим тиском, ніж у інших секціях. В експлуатації секції заповнюють елегаз під тиском до 10% від номінального. Витік газу становлять менше 5% на рік. Тиск у секціях контролюють за показаннями манометрів або густомірів при значних коливаннях температури навколишнього середовища.

Хороший діелектрик елегаз застосовується як середовище для гасіння струму дуги всіх рівнях напруги. Вакуум застосовується для гасіння струму дуги на напрузі до 110 кВ - на сьогодні це економічний спосіб гасіння дуги для силових вимикачів середньої напруги (рис. 10.16).

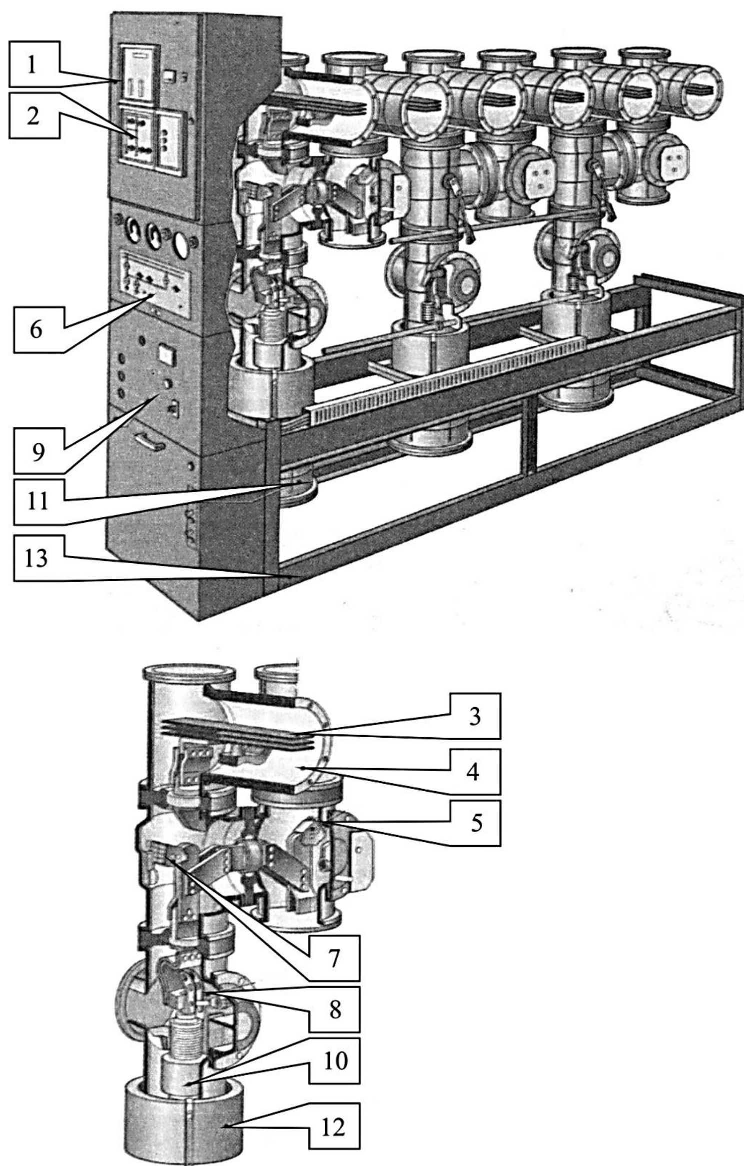


Рис. 10.16 КРУ з елегазовою ізоляцією типу 8DB10.

1 – відсік вторинних кіл; 2 – вторинні кола; 3 – збірні шини; 4 – литий алюмінієвий корпус; 5 – роз'єднувач; 6 – привод та блокування для трипозиційного вимикача; 7 – трипозиційний вимикач; 8 – комутаційний відсік з верхнім і нижнім уводом; 9 – привод силового вимикача; 10 – вакуумна дугогасильна камера; 11 – увід; 12 – трансформатор струму; 13 – опорна рама

Помилкові операції у КРУЕ, як правило, виключені завдяки застосуванню електричних та механічних блокувань.

Його безпека забезпечується завдяки повному виключенню доступу оперативного персоналу до струмоведучих частин, високої стійкості до внутрішньої дуги та герметичності сталевого корпусу. Положення комутаційних апаратів перевіряють за покажчиками положення, механічно зв'язаними з рухомими системами апаратів. Передбачено також сигналізацію ламп та можливість спостереження за положенням рухомих контактів через оглядові вікна.

Комплектна розподільна установка з елегазовою ізоляцією типу 8DB10 фірми Siemens (рис. 10.16) призначена для застосування в електроустановках середньої напруги. В ньому об'єднані всі позитивні технічні властивості елегазової ізоляції та вакуумної комутаційної техніки. КРУЕ монтується на опорній рамі 13. Три фази збірних шин 3 розташовані в литому алюмінієвому корпусі 4. До збірних шин приєднуються роз'єднувач 5. Далі йдуть трипозиційний вимикач 7, комутаційний відсік з верхнім та нижнім уводом 8, вакуумна дугогасильна камера 10 та трансформатор струму 12. В цьому КРУЕ всі компоненти обладнання мають елегазову ізоляцію, а комутація номінальних та аварійних струмів відбувається в вакуумній дугогасильній камері. Таке рішення обумовлене тим фактом, що вакуумна дугогасильна камера має надійність на порядок вищу, ніж елегазова дугогасильна камера, а кількість комутацій на середній напрузі на декілька порядків вища за кількість комутацій на високій напрузі.

10.4 УЛАШТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

10.4.1 Відкриті розподільні установки

Вимоги при спорудженні відкритих РУ, так само як і закритих, визначені Правилами [16], основні положення з яких приводяться нижче.

Для спорудження відкритого РУ підготовляють площадку з деяким ухилом убік від будівлі закритого РУ для відводу води. Вся територія підстанції повинна захищатися забором висотою 2,4 м. Відкритий розподільчий пристрій повинен відокремлюватися від закритого РУ огородженням висотою 1,5 м. Площадку відкритого РУ покривають шаром гравію або черепашки для забезпечення фільтрації води й попередження появи рослинності. Фундаменти під опорні конструкції й апарати повинні підніматися над рівнем гравійного засипання не менш ніж на 20 см. Опорні конструкції для кріплення шин розраховують на однобічне тяжіння проводів. При розрахунку гнучких шин ураховують навантаження на проводи від вітру й ожеледі, а також температурний режим з додатковим обліком ваги гірлянд ізоляторів і спусків до апаратури.

У ВРУ напругою 110 кВ і вище потрібно передбачати проїзд уздовж вимикачів для пересувних монтажно-ремонтних механізмів і пристосувань, а також пересувних лабораторій. Під час визначення габаритів проїздів потрібно враховувати розміри застосовуваних пристосувань і механізмів. Однак габарит проїзду повинен бути не менше ніж 4 м за шириною та не менше ніж 5 м за висотою від рівня полотна дороги[16].

З'єднування гнучких проводів у прогонах потрібно виконувати обпресуванням за допомогою з'єднувальних затискачів, а з'єднання в петлях біля опор, приєднання відгалужень у прогоні і приєднання до апаратних затискачів - обпресуванням або зварюванням. У цьому разі приєднання відгалужень у прогоні треба виконувати без розрізування проводів прогону.

Паяння і скручування проводів заборонено.

Болтове з'єднання дозволене тільки на затискачах апаратів і на відгалуженнях до обмежувачів перенапруг(ОПН) або розрядників вентильних (РВ), конденсаторів зв'язку

і трансформаторів напруги, а також для тимчасових установок, для яких застосування нерознімних з'єднань вимагає великого обсягу робіт під час перемонтажу шин.

Ізоляційні підвіси для кріплення шин у ВРУ потрібно застосовувати переважно одноланцюговими. Якщо одноланцюговий підвіс не задовольняє умови механічних навантажень, то застосовують дволанцюговий з роздільним кріпленням ланцюгів до траверси (опори). У разі застосування дволанцюгових ізоляційних підвісів потрібно передбачати механічне з'єднання між ланцюгами підвісів з боку проводів.

Застосування подільних (врізних) підвісів у прогоні ошиновки не дозволене, за винятком підвісів, за допомогою яких здійснюють кріплення високочастотних загороджувачів.

З'єднування жорстких шин у прогоні та відгалуження від них у прогоні потрібно виконувати зварюванням.

Відгалуження від збірних шин ВРУ потрібно розташовувати нижче збірних шин.

Підвішувати ошиновку одним прогоном над двома і більше секціями шин або системами збірних шин заборонено.

Механічні навантаження на шини і конструкції від вітру та ожеледі, а також розрахункові температури повітря потрібно визначати для ВРУ відповідно до карт кліматичного районування.

Під час визначення механічних навантажень на конструкції за другою групою граничних станів потрібно додатково враховувати масу людини з інструментами і монтажними пристосуваннями в разі застосування:

- натяжних ізоляційних підвісів - 2,0 кН;
- підтримувальних ізоляційних підвісів - 1,5 кН;
- опорних ізоляторів - 1,0 кН.

Вагове навантаження від спусків до апаратів ВРУ не повинне спричиняти недопустимі механічні напруження і недопустиме зближення проводів за розрахункових кліматичних умов.

Коефіцієнт запасу механічної міцності потрібно приймати:

- для гнучких шин - не менше ніж 3 стосовно їх тимчасового опору розриву;
- для ізоляційних підвісів - не менше ніж 4 стосовно гарантованого мінімального руйнівного навантаження цілого ізолятора (механічного або електромеханічного залежно від вимог стандартів на застосований тип ізолятора);
- для зчіпної арматури гнучких шин - не менше ніж 3 стосовно мінімального руйнівного навантаження.

Розрахункові механічні зусилля, які передаються в разі КЗ жорсткими шинами на опорні ізолятори, потрібно приймати з дотриманням вимог чинного міждержавного стандарту з методів розрахунку електродинамічної та термічної дії струму КЗ.

На РУ напругою 35 кВ і вище для кріплення гнучкої ошиновки потрібно застосовувати ізоляційні підвіси з фарфорових, скляних або полімерних ізоляторів залежно від кліматичних умов і умов забруднення. Перевагу потрібно віддавати застосуванню скляних або полімерних ізоляторів.

Компонування ВРП напругою від 35 кВ до 220 кВ потрібно виконувати переважно без верхнього ярусу шин над вимикачами. Для ВРУ напругою 330 кВ і вище ця вимога є обов'язковою.

Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до землі, заземлених конструкцій та огороджень, а також між неізольованими струмовідними частинами різних кіл потрібно приймати згідно з табл. 10.1 (рис. 10.17 - 10.25).

У разі якщо в електроустановках, розташованих на високогір'ї, відстані між фазами збільшують порівняно з наведеними в табл. 10.1 за результатами перевірки на корону, відповідно потрібно збільшувати і відстані до заземлених частин.

Найменші відстані в просвіті при жорстких шинах (рис. 10.17) між струмовідними та заземленими частинами і між струмовідними частинами різних фаз потрібно приймати згідно з табл. 10.1, а при гнучких шинах (рис. 10.18) потрібно визначати за формулами (10.1 - 10.3):

$$A_{Ф\text{-}З,Г} = A_{Ф\text{-}З} + а, \quad (10.1)$$

$$A'_{Ф\text{-}З,Г} = A'_{Ф\text{-}З} + а, \quad (10.2)$$

$$A_{Ф\text{-}ФГ} = A_{Ф\text{-}Ф} + а, \quad (10.3)$$

де $а = f \cdot sin\alpha,$

де f - стріла провисания проводу за температури +15 °С, м;

$$а = arctg\, G/P$$

де G - лінійне навантаження від ваги проводу на 1 м довжини проводу, Н/м;
P - лінійне навантаження від вітру на 1 м довжини проводу, Н/м.

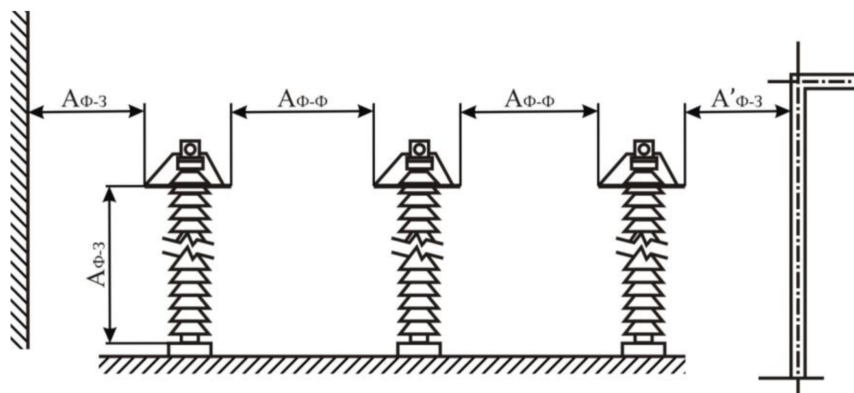


Рис. 10.17 Найменші відстані в просвіті при жорстких шинах міжс трумовідними і заземленими частинами (AФ-З, A'Ф-З)та між струмовідними частинами різних фаз (AФ-Ф)

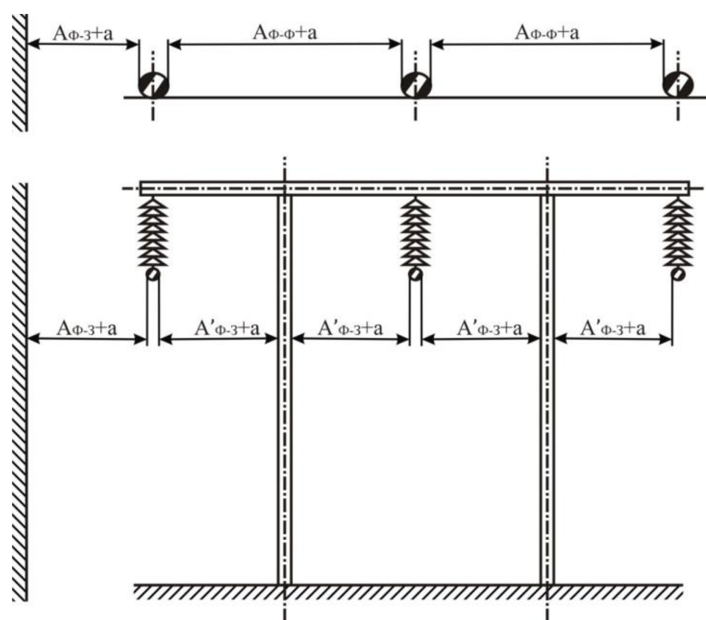


Рис. 10.18 Найменші відстані в просвіті при гнучких неізольованих шинах між струмовідними і заземленими частинами та між струмовідними частинами різних фаз, розташованими в одній горизонтальній площині

Під час визначення величини *P* потрібно приймати вітровий тиск, який відповідає 40% експлуатаційного навантаження на провід від вітру.

Найменші допустимі відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами сусідніх фаз, які перебувають піднапругою, у момент їх найбільшого зближення під дією струмів КЗ повинні відповідати найменшим повітряним проміжкам на повітряних ліній (ПЛ), прийнятим для найбшьшої робочої напруги.

На гнучкій ошиновці, виконаній з декількох проводів у фазіпотрібно встановлювати дистанційні розпірки.

Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляторів, що перебувають під напругою (з боку струмовідних частин), до постійних внутрішніх огороджень повинні бути (табл. 10.1, рис. 10.19):

- по горизонталі - не менше від розміру Б за висоти огорожі 1,6 м і не менше від розміру за висоти огорожі 2,0 м у площині огорожі;
- по вертикалі - не менше від розміру від точки, розташованої в площині огорожі на висоті 2,7 м від поверхні землі.

Струмовідні частини (уводи, шини, спуски тощо) можуть не мати внутрішніх огороджень, якщо вони розташовані над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд, по яких можуть ходити люди (наприклад, плит кабельних каналів або лотків тощо), на висоті не менше значень, що відповідають розміру Г згідно з табл. 10.1 (рис. 10.20).

Таблиця 10.1 - Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ВРП напругою від 10 кВ до 750 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
10.17 10.18 10.19	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, шо перебувають під напругою, до протяжних заземлених конструкцій і до постійних внутрішніх огороджень висотою не менше ніж 2 м, а також до стаціонарних екранів між ланками РП і протипожежних перегородок	$A_{ф-з}$	200*	300	400	900 600	1300 800	1800 1200	2500 2000	3750 3300	5500 5200
10.17 10.18	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до заземлених конструкцій: голівка апарата-опора, провід-стояк (траверса), провід- кільце (стріжень)	$A'_{ф-з}$	200*	300	400	900 600	1300 800	1600 1200	2200 1800	3300 2700	5000 4500
10.17 10.18	Між струмовідними частинами різних фаз	-	220	330	440	1000 750	1400 1050	2000 1600	2800 2200	4200 3400	8000 6500

Продовження табл. 10.1

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
10.19	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до постійних внутрішніх огороджень висотою до 1,6 м	Б	950	1050	1150	1650 1350	2050 1550	2550 2000	3250 3000	4500 4100	6250 5800
10.21	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, що перебувають під напругою, до механізмів і вантажопідйомних машин в робочому і транспортному положеннях, від стропів, вантажозахоплювальних пристроїв і вантажів	$Б^1$	1000	1000	1000	1500	2000	2500	3500	4500	6000
10.22	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах у разі обслуговування нижнього кола і при невимкненому верхньому	В	950	1050	1150	1650	2050 2000	3000 2400	4000 3500	5000 3900	7000 6000
10.20 10.26	Від необгороджених струмовідних частин до землі або покрівлі будівлі при найбільшому провисанні проводів	Г	2900	3000	3100	3600 3300	4000 3500	4500 3900	5000 4700	6450 6000	8200 7200
10.24 10.26	Від струмовідних частин до верхньої кромки зовнішньої огорожі або до будівлі чи споруди	Д	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4500 4000	5750 5300	7500 6500
10.22 10.23	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах, а також між струмовідними частинами різних кіл по горизонталі при обслуговуванні одного кола і невимкненому іншому	$Д^1$	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4200 3800	5200 4700	7000 6500
10.25	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	240	365	485	1100 850	1550 1150	2200 1800	3100 2600	4600 3800	7500 6100

Примітки:

1. Для елементів ізоляції, що перебувають під розподіленим потенціалом, ізоляційні відстані потрібно приймати з урахуванням фактичних значень потенціалів у різних точках поверхні ізоляції. У разі відсутності даних про розподіл потенціалу дозволено умовно приймати прямолінійний закон падіння потенціалу уздовж ізоляції від повної номінальної напруги (з боку струмовідних частин) до нуля (з боку заземлених частин).

2. Відстань від струмовідних частин до елементів ізоляції (з боку струмовідних частин), що перебувають під напругою, до габаритів трансформаторів, що транспортують залізничними коліями, дозволено приймати менше від розміру Б[1], але не менше від розміру .

3. Відстані для ВРУ напругою 220 кВ і вище, розташованих на висоті понад 1000 м над рівнем моря, потрібно збільшувати відповідно до вимог державних стандартів, а відстані , В и Д[1] повинні бути перевірені за умовами обмеження корони.

4. Для напруги 750 кВ у таблиці дані відстані між паралельними проводами довжиною понад 20 м; відстані між екранами, схрещеними проводами, паралельними проводами довжиною до 20 м для ВРУ напругою 750 кВ із розрядниками або із ОПН потрібно зменшувати на 1000 мм.

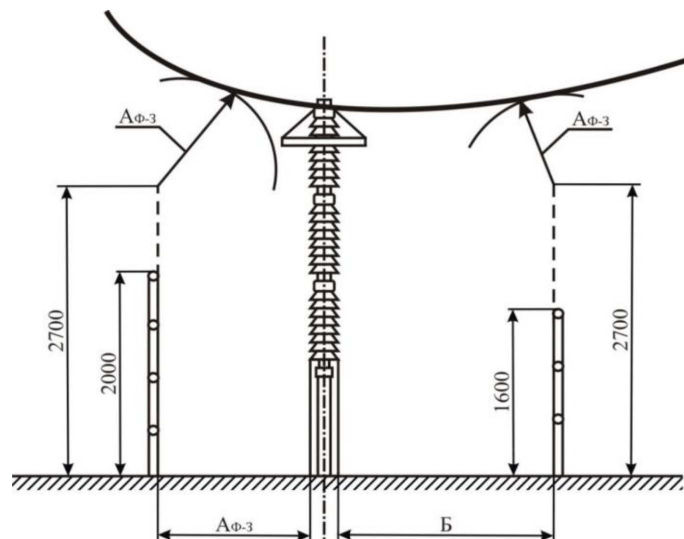


Рис. 10.19 Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляції, що перебувають під напругою, до внутрішніх огорож

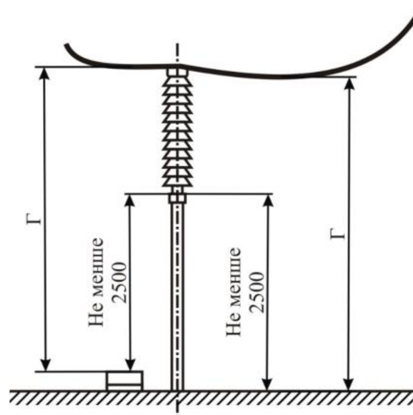


Рис. 10.20 Найменші відстані від необгороджених струмовідних частин і від нижньої кромки фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів до землі або наземних комунікаційних споруд

Трансформатори та апарати, в яких нижня кромка фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташована над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд на висоті не менше ніж 2,5 м, дозволено не обгороджувати (рис. 10.20).

Необгороджені струмовідні частини, що з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розташовувати на висоті не менше ніж 2,5 м. У цьому разі фільтри встановлюють на висоті, яка дає змогу робити ремонт (настроювання) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднання.

Відстані від необгороджених струмовідних частин до габаритів машин, механізмів і устаткування, які транспортують, повинні бути не меншими від розміру $Б^1$ згідно з табл. 10.1 (рис. 10.21).

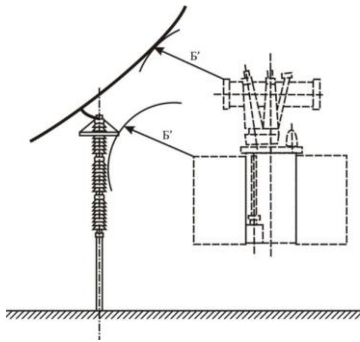


Рис. 10.21 Найменші відстані від струмовідних частин до устаткування, яке транспортують

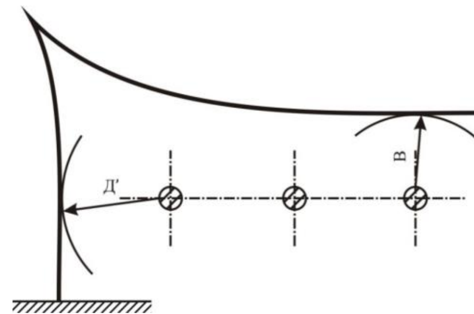


Рис. 10.22 Найменші відстані між струмовідними частинами різних кіл, розташованих у різних площини з обслуговуванням нижнього кола за невимкненого верхнього кола

Відстані між найближчими необгородженими струмовідними частинами різних кіл потрібно вибирати за умови безпечного обслуговування одного кола за невимкненого іншого. У разі розташування необгороджених струмовідних частин різних кіл у різних (паралельних або перпендикулярних) площинах відстані по вертикалі повинні бути не меншими від розміру В, а по горизонталі - від розміру $Д^1$ згідно з табл. 10.1 (рис. 10.22).

У разі наявності різних напруг розміри В і $Д^1$ приймають для більш високої напруги. Розмір В, визначено за умови обслуговування нижнього кола за невимкненого верхнього, а розмір $Д^1$ - обслуговування одного кола за невимкненого іншого (рис. 10.23). Відстані між струмовідними частинам і верхньою кромкою зовнішньої огорожі повинні бути не менше розміру Д згідно з табл. 10.1 (рис. 10.24).

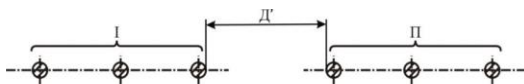


Рис. 10.23 Найменші відстані по горизонталі між струмовідними частинами різних кіл з обслуговуванням одного кола за невимкненого іншого

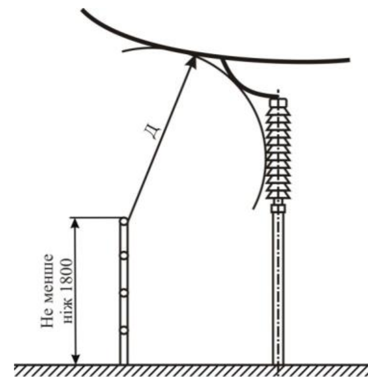


Рис. 10.24 Найменші відстані від струмовідних частин до верхньої кромки зовнішньої огорожі

Відстані від рухомих контактів роз'єднувачів у відімкненому положенні до заземлених частин повинні мне меншими від розмірів і; до ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, - не меншими «розміру Ж; від ошиновки інших приєднань - не меншими від розміру В згідно з табл. 10.1 (рис. 10.25).

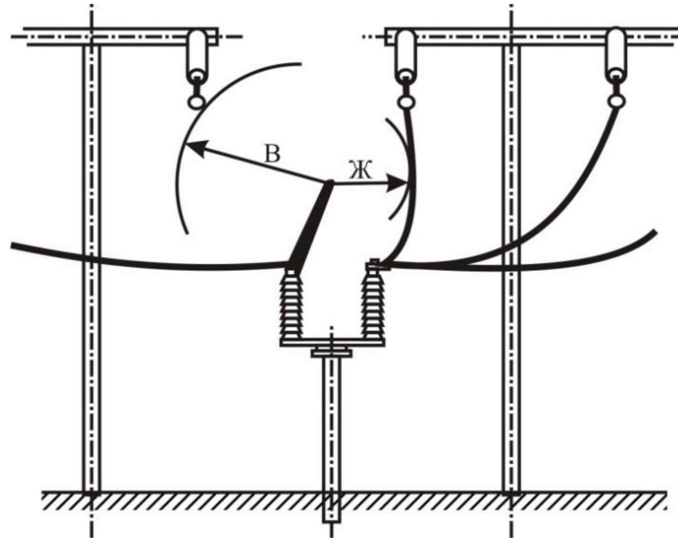


Рис10.25 Найменші відстані від контактів і ножів роз 'єднувачів у вимкненому положенні до струмовідних частин

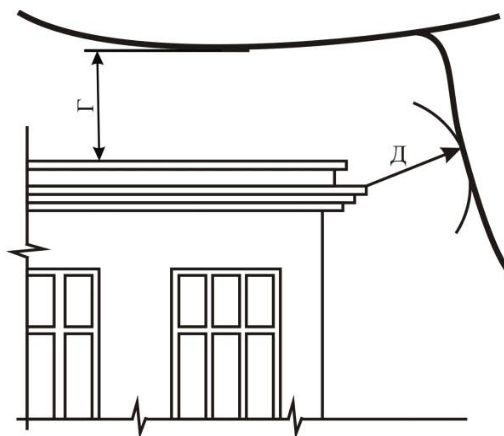


Рис. 10.26 Найменші відстані між струмовідними частинами та будівлями і спорудами.

Відстані між струмовідними частинами ВРУ і будівлями або спорудами (ЗРУ, приміщення щита керування тощо) по горизонталі повинні бути не меншими від розміру Д, а по вертикалі за найбільшого провисання проводів - не меншими від розміру Г згідно з табл. 10.1 (рис. 10.26).

Прокладання повітряних освітлювальних ліній, повітряних ліній зв'язку і кіл сигналізації над і під струмовідними частинами ВРП заборонене.

Протипожежні відстані від маслонаповненого устаткування з масою масла в одиниці устаткування 60 кг і більше до виробничих і складських будівель з категорією за пожежною небезпекою В, Г и Д на території підстанції (ПС) повинні бути не меншими, ніж:

- 16 м - за ступенів вогнестійкості цих будівель І і II;
- 20 м - за ступенів вогнестійкості III, IIIа, IIIб;
- 24 м - за ступенів вогнестійкості IV, IVa і V.

Для запобігання розтіканню масла і поширенню пожежі під час пошкодження маслонаповнених силових трансформаторів (шунтувальних реакторів) з кількістю масла понад 1 т в одиниці (в одному баку) потрібно застосовувати маслоприймачі з відведенням масла масловідводами в маслозбірники. Дія трансформаторів (реакторів) потужністю до 10 МВА і маслонаповнених бакових вимикачів напругою 110 кВ і вище дозволено виконувати маслоприймачі без відведення масла.

Об'єм маслоприймача з відведенням масла потрібно розраховувати на приймання 100% масла, залитої в трансформатор (реактор).

Об'єм маслоприймача без відведення масла потрібно розраховувати на приймання 100% масла, залитого в трансформатор (реактор), і 80% води засобів пожежогасіння з розрахунку зрошення площ маслоприймача і бічної поверхні трансформатора (реактора) з інтенсивністю 0,2 л/с.$м^2$ протягом 30 хв.

Об'єм маслоприймача для бакових вимикачів потрібно розраховувати на приймання 80% масла, що знаходиш в одному баку.

Габарити маслоприймача повинні виступати за габарити одиничного устаткування не менше ніж на 0,6 м за маси масла до 2 т; 1,0 м - за маси масла понад 2 т до 10 т; 1,5 м - за маси понад 10 т до 50 т; 2,0 м - за маси понад 50 т. У цьому разі габарит маслоприймача дозволено приймати меншим на 0,5 м з боку стіни або перегородки, розташовуваної від трансформатора (реактора) на відстані менше ніж 2,0м.

Маслоприймачі з відведенням масла може бути виконано як заглибленого типу (дно нижче рівня навколишнього планування землі), так і незаглибленого типу (дно на рівні навколишнього планування землі).

Незаглиблений маслоприймач потрібно виконувати у вигляді бортових огороджень маслонаповненого електроустаткування, Висота бортових огороджень повинна бути не менше ніж 0,25 м і не більше ніж 0,5 м над рівнем навколишнього планування землі.

У разі виконання заглибленого маслоприймача облаштування бортових огороджень дозволено не виконувати.

Дно маслоприймача (заглибленого і незаглибленого) повинне мати ухил не менше ніж 0,005% у бік приямка і бути засипаним чистим гравієм чи промитим гранітним щебенем або непористим щебенем іншої породи із частками розміром від 30 мм до 70 мм. Товщина засипки повинна бути не менше ніж 0,25 м.

Верхній рівень гравію (щебеню) повинен бути не менше ніж на 7,5 см нижче верхнього краю борта (у разі улаштування маслоприймачів з бортовими огородженнями) або рівня навколишнього планування (у разі улаштування маслоприймачів без бортових огороджень).

Дозволено не засипати дно маслоприймачів по всій площі гравієм. У цьому разі на системах відведення масла від трансформаторів (реакторів) потрібно передбачати установлення вогнеперегороджувачів.

Маслоприймачі без відведення масла в маслозбірник потрібно виконувати заглибленої конструкції з металевою решіткою, поверх якої потрібно насипати шар чистого гравію чи промитого гранітного щебеню або непористого щебеню іншої породи із частками розміром від 30 мм до 70 мм товщиною не менше ніж 0,25 м. Крім того, потрібно передбачати пристрої для видалення масла і води з маслоприймачів та контролю наявності масла і води в маслоприймачі.

Облаштування маслоприймачів і масловідводів повинне унеможливлювати витікання масла чи масло-водної емульсії з одного маслоприймача в інший, розтікання масла по кабельних та інших підземних спорудах, поширення пожежі, засмічення масловідводу і забивання його снігом, льодом тощо.

У разі встановлення маслонаповненного електроустаткування на перекритті будівлі (споруди) облаштування масловідводів є обов'язковим.

Масловідводи повинні забезпечити відведення із маслоприймача масла і води, застосовуваної для гасіння пожежі автоматичними стаціонарними установками, в об'ємі 50% масла і повного об'єму води за час не більше ніж 15 хв на безпечну в пожежному відношенні відстань від устаткування і споруд (але не менше ніж на 10 м). Масловідводи дозволено виконувати у вигляді підземних трубопроводів або відкритих кюветів і лотків.

Маслозбірники потрібно передбачати закритого типу. Вище наведені вимоги не поширюються на силові трансформатори (реактори) з елегазовим наповненням.

На ПС з установленими просто неба силовими трансформаторами напругою 110 кВ і 150 кВ одиничною потужністю 63 МВ А і більше, з трансформаторами напругою 220 кВ і вище незалежно від потужності, на ПС із синхронними компенсаторами, а також на закритих ПС напругою 110 кВ і вище з трансформаторами одиничною потужністю менше 63 МВ А для гасіння пожежі потрібно передбачати протипожежний водопровід. Як джерело постачання води для протипожежного водопроводу потрібно використовувати існуючі зовнішні водопровідні мережі, водосховища, річки, ставки тощо, а за їх відсутності - спеціально передбачені резервуари або штучні водоймища.

На ПС із установленими просто неба силовими трансформаторами напругою від 35 кВ до 150 кВ одиничною потужністю менше за 63 МВ А протипожежний водопровід і протипожежні резервуари (водоймища) не передбачають.

Комплектні розподільні установки зовнішнього розташування (КРУЗ) та комплектні трансформаторні підстанції (КТП) з встановленням їх просто неба потрібно розташовувати на спланованій площадці на висоті не менше ніж 0,2 м від рівня планування з виконанням біля шаф площадки для обслуговування. У районах, підданих сніжним заметам, дозволено КРУЗ і КТП установлювати просто неба на висоті не менше ніж 1,0 м.

Розташування КРУЗ і КТП повинне забезпечувати зручне викатування і транспортування трансформаторів і висувної частини камер.

КРУЗ та КТП повинні мати при необхідності пристрої охолодження та підігріву обладнання.

10.4.2 Закриті розподільні установки

ЗРУ можуть бути розташовані як в окремо стоячих будівлях, так і бути вбудованими і прибудованими. Прибудову РУ до існуючої будівлі з використанням стіни будівлі як стіни РУ дозволено за умови вжиття заходів, які запобігають порушенню гідроізоляції стику внаслідок осідання прибудованої РУ [16].

ЗРУ різних класів напруг потрібно розміщувати в окремих приміщеннях. Ця вимога не поширюється на КТП напругою 35 кВ і нижче.

Дозволено розміщувати РУ напругою до 1 кВ в одному приміщенні з РУ напругою понад 1 кВ за умови, що ці РУ буде експлуатувати одна організація.

Приміщення РУ, силових трансформаторів, перетворювачів тощо потрібно відділяти від службових та інших допоміжних приміщень.

Приміщення РУ, в якому встановлені КРУЕ або елегазові вимикачі напругою 35 кВ і вище, а також приміщення для їх ревізії та ремонту повинно бути ізольоване від інших приміщень.

У приміщенні ЗРУ напругою 35 кВ і вище і в закритих камерах силових трансформаторів потрібно передбачати стаціонарні пристрої або можливість застосування пересувних чи інвентарних вантажопідйомних пристроїв для механізації ремонтних робіт і технічного обслуговування устаткування.

У приміщенні КРУ потрібно передбачати площадку для ремонту і налагодження висувних елементів, якщо для цього не передбачено окремих приміщень.

У разі розміщення в ЗРУ блоків КРУЕ потрібно передбачати площадки обслуговування блоків на різних рівнях, якщо такі площадки не постачають заводи-виробники.

Трансформаторні приміщення і ЗРУ заборонено розміщувати:

- безпосередньо над і під приміщеннями із вибухонебезпечними зонами будь-якого класу;

- під приміщенням виробництв із мокрим технологічним процесом, під душовими, вбиральнями, ванними тощо;

- безпосередньо над і під приміщеннями, в яких у межах площі, займаної РП або приміщеннями з масляними силовими трансформаторами, одночасно може перебувати більше ніж 50 осіб. Ця вимога не поширюється на трансформаторні приміщення із трансформаторами сухими або з негорючим екологічно чистим наповненням.

Відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до заземлених конструкцій і огорож, підлоги і рівня землі, а також між необгородженими струмовідними частинами різних кіл повинні бути не менше значень, наведених у табл. 10.2 (рис. 10.27 – 10.30).

Гнучкі шини в ЗРУ потрібно перевіряти на їх зближення під дією струмів КЗ.

Відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз у ЗРУ та між ними і заземленими частинами повинні бути не менше відстаней вказаних в табл. 10.2 (рис. 10.27)

Рис. 8.26 - Найменші Відстані між неізольованими струмовідними частинами в ЗРУ і суцільними загородженнями повинні бути не менше відстаней вказаних в табл. 10.2 (рис. 10.28)

Відстань від рухомих контактів роз'єднувачів у вимкненому положенні до неізольованої ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, повинна бути не менше від розміру Ж згідно з табл. 10.2 (рис. 10.29).

Неізольовані струмовідні частини потрібно захищати від випадкових доторкань розміщенням їх у камерах або обгородженням їх сітками тощо.

У разі розміщення неізольованих струмовідних частин поза камерами і розташування їх нижче від розміру Д згідно з табл. 10.2 від підлоги їх потрібно відгороджувати. Висота проходу під горизонтальним загородженням повинна бути не менше ніж 1,9 м (рис. 10.30).

Струмовідні частини, розташовані вище загородження до висоти 2,3 м від підлоги, потрібно розташовувати від площини загородження на відстанях, наведених у табл. 10.2 для розміру В (рис. 10.29).

Необгороджені струмовідні частини, що з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розміщати на висоті не менше ніж 2,2 м. У цьому разі фільтр потрібно встановлювати на висоті, яка дає змогу провадити ремонт (настройку) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднань. Апарати, в яких нижня кромка фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташована над підлогою на висоті 2,2 м і більше, дозволено не обгороджувати, якщо дотримане виконання наведених вище вимог.

Застосовувати бар'єри як загородження струмовідних частин у обгороджених камерах заборонено.

Необгороджені неізольовані струмовідні частини різних кіл, які перебувають на висоті, що перевищує розмір Д згідно з табл. 10.2, потрібно розташовувати на такій відстані одна від одної, щоб після вимикання будь якого кола (наприклад, секції шин) було забезпечене його безпечне обслуговування за наявності напруги на сусідніх колах. Зокрема, відстань між необгородженими струмовідними частинами, розташованими із двох боків коридору обслуговування, повинна відповідати розміру Г згідно з табл. 10.2 (рис. 10.29).

Таблиця 10.2 - Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ЗРП напругою від 3 кВ до 330 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			3	6	10	20	35	110	150	220	330
10.27	Від струмовідних частин до заземлених конструкцій і частин будівель	$А_{Ф-З}$	65	90*	120*	180	290	700 600	1100 800	1700 1200	2400 2000
10.27	Між провідниками різних фаз	$А_{Ф-Ф}$	70	100	130	200	320	800 750	1200 1050	1800 1600	2600 2200
10.28	Від струмовідних частин до суцільних огороджень	Б	95	120	150	210	320	730 630	1130 830	1730 1230	2430 2030
10.28 10.29	Від струмовідних частин до сітчастих огороджень	В	165	190	220	280	390	800 700	1200 900	1800 1300	2500 2100
10.29	Між необгородженими струмовідними частинами різних кіл	Г	2000	2000	2000	2200	2200	2900 2800	3300 3000	3800 3400	4600 4200
10.30	Від необгороджених струмовідних частин до підлоги	Д	2500	2500	2500	2700	2700	3400 3300	3700 3400	4200 3700	5000 4500
10.30	Від необгороджених виводів зі ЗРУ до землі при виході їх не на територію ВРУ та за відсутності проїзду транспорту під виводами	Е	4500	4500	4500	4750	4750	5500 5400	6000 5700	6500 6000	7200 6800
10.29	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	80	ПО	150	220	350	900 850	1300 1150	2000 1800	3000 2500

Ширина коридору обслуговування ЗРУ (за винятком ЗРУ з установленням КРУ з висувними елементами) повинна забезпечувати зручне обслуговування установки і переміщення устаткування, у цьому разі його ширина в просвіті між вертикальними площинами, проведеними через максимально виступаючі частини КРУ або приводи комутаційних апаратів РУ, повинна бути не менша ніж:

- 1,0 м - у разі однобічного розташування устаткування;
- 1,2 м - у разі двобічного розташування устаткування.

Ширина вибухового коридору повинна бути не менше ніж 1,2 м.

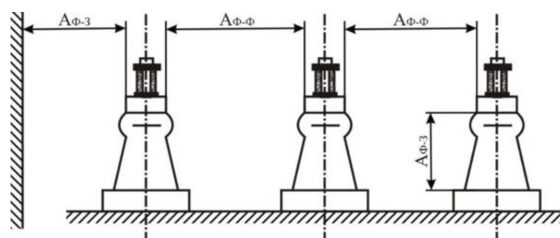


Рис. 10.27 Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фазу ЗРУ та між ними і заземленими частинами

Дозволене місцеве звуження коридору обслуговування, а також вибухового коридору будівельними конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

Ширина коридору обслуговування КРУ з висувними елементами і КТП повинна забезпечувати зручність обслуговування, переміщення і розвертання устаткування та його ремонту.

У разі встановлення КРУ і КТП в окремих приміщеннях ширину коридору потрібно визначати з урахуванням таких вимог:

- у разі однорядного встановлення — довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма виступаючими частинами) плюс не менше ніж 0,6 м;
- у разі дворядного встановлення - довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма виступаючими частинами) плюс не менше ніж 0,8 м.

У всіх випадках ширина проходу повинна бути не менше ніж 1 м і не менше розміру візка по діагоналі. У цьому разі місцеве звуження проходу навпроти висувних візків заборонене.

У разі наявності коридору обслуговування поза КРУ і КТП ширина коридору повинна бути не менше ніж 0,8 м; дозволено окремі місцеві звуження не більше ніж на 0,2 м.

У разі відкритого встановлення КРУ і КТП у виробничих приміщеннях ширину вільного проходу уздовж КРУ і КТП потрібно визначати з урахуванням розташування виробничого устаткування, можливості транспортування найбільших елементів КРУ і КТП, але в кожному разі ширина вільного проходу повинна бути не менше ніж 1,0 м.

Висота приміщення повинна бути не менша висоти КРУ, КТП, рахуючи від шинних уводів, перемичок або виступаючих частин шаф, плюс 0,8 м до стелі або 0,3 м до балок.

Дозволено мати меншу висоту приміщення, якщо забезпечено зручність і безпеку заміни, ремонту та налагодження устаткування КРУ, КТП, шинних уводів і перемичок.

У разі повітряних уводів у ЗРУ, КТП, що не перетинають проїздів або місця, де можливий рух транспорту, відстані від нижчої точки проводу до поверхні землі повинні бути не менше від розміру Е (табл. 10.2 і рис. 10.30).

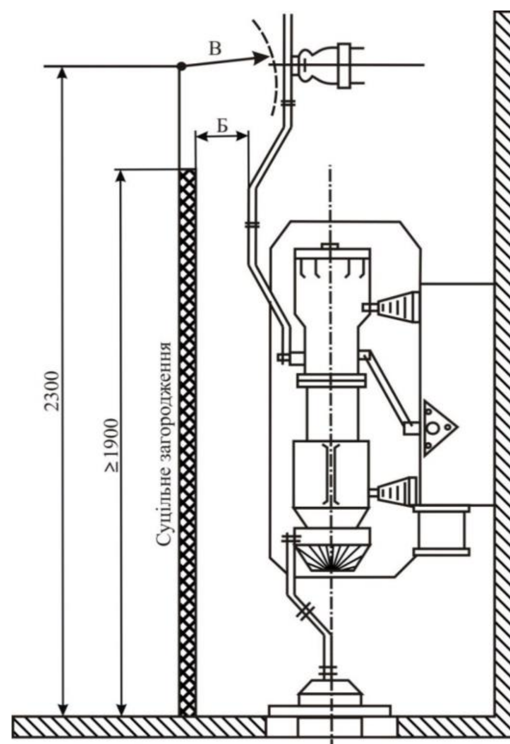


Рис. 10.28 Найменші відстані між неізольованими струмовідними частинами в ЗРП і суцільними загородженнями

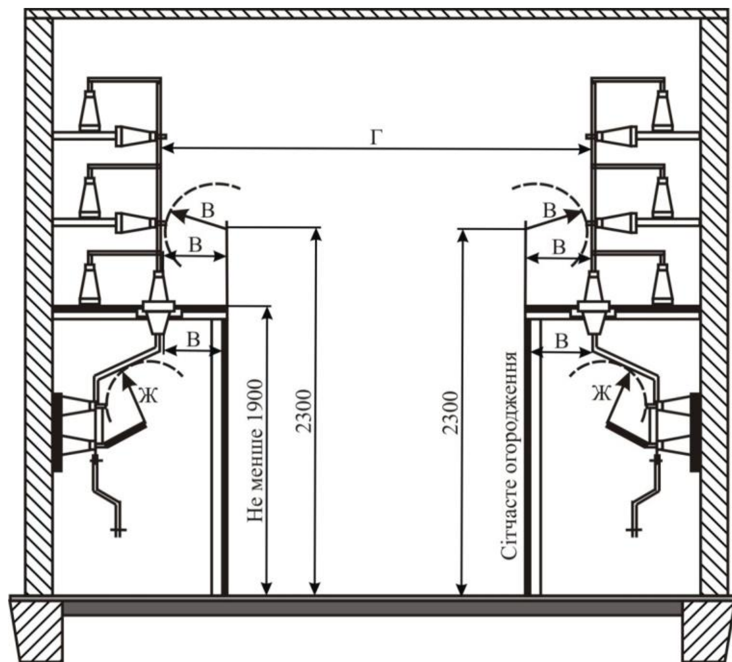


Рис. 10.29 Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин в ЗРУ до сітчастих загороджень і між необгородженими струмопровідними частинами різних кіл

За менших відстаней від проводу до рівня землі територію на відповідній ділянці під уводами потрібно обгороджувати огорожею висотою 1,6 м, у цьому разі відстань від рівня землі до проводу в площині огорожі повинна бути не менша від розміру Е.

У разі повітряних виводів зі ЗРУ на територію ВРУ зазначені відстані потрібно приймати згідно з табл. 10.1 для розміру Г (рис. 10.20).

Відстані між суміжними лінійними уводами двох кіл повинні бути не менше значень, наведених у табл. 10.1 для розміру Д, якщо не передбачено перегородки між уводами сусідніх кіл. На покрівлі будівлі ЗРУ над повітряними уводами потрібно передбачати огородження висотою не менше ніж 0,8 м, що виходить у плані не менше ніж по 0,5 м від осей крайніх фаз, а також улаштування над уводами козирків тих самих габаритів у плані.

Виходи із ЗРУ потрібно виконувати з дотриманням таких вимог:

- за довжини РУ до 7 м дозволено мати один вихід;
- за довжини РУ понад 7 м до 60 м потрібно передбачати два виходи по його кінцях; дозволено розташовувати виходи із РУ на відстані 7 м від його торців;
- за довжин РУ понад 60 м, крім виходів по кінцях його, потрібно передбачати додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридору обслуговування, керування або вибухового коридору до виходу була не більше ніж 30 м.

Виходи може бути виконано назовні, на сходову клітку або в інше виробниче чи складське приміщення категорії Г або Д, а також в інші відсіки РУ, відділені від даного протипожежними дверима з межею вогнестійкості не менше ніж ЕІ 30. У багатоповерхових РУ другий і додатковий виходи може бути передбачено також на балкон із зовнішніми пожежними сходами.

Ворота камер із шириною стуляння більше ніж 1,4 м повинні мати хвіртку, якщо їх використовують для виходу персоналу.

Вибухові коридори великої довжини потрібно розділяти на відсіки довжиною не більше ніж 60 м перегородками з межею вогнестійкості не менш ЕІ 45 із дверима, з межею вогнестійкості не менше ЕІ 30. Вибухові коридори повинні мати виходи назовні або на сходову клітку.

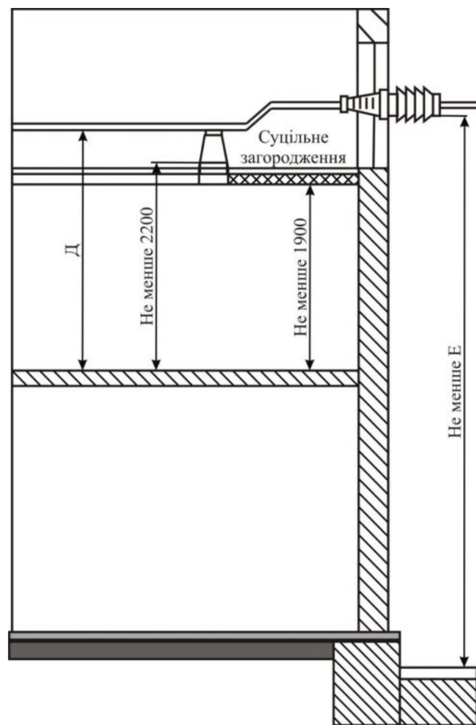


Рис. 10.30 Найменші відстані від підлоги до необгороджених неізольованих струмовідних частин і до нижньої кромки фарфору (полімерного матеріалу) ізолятора і висота проход у в ЗРУ.

Підлоги приміщень РУ потрібно виконувати по всій площі кожного поверху на одній позначці. Конструкція підлог повинна унеможливлювати утворення цементного пилу. Застосування порогів у дверях між окремими приміщеннями і в коридорах заборонене.

Двері з РУ повинні відчинятися в напрямку інших приміщень або назовні та мати самозамикальні замки, що відкриваються без ключа з боку РУ. Двері між відсіками одного РУ або між суміжними приміщеннями двох РУ повинні мати пристрій, який фіксує двері в зачиненому положенні і не перешкоджає відчиненню дверей в обох напрямках.

Двері між приміщеннями (відсіками) РУ різних напруг повинні відчинятись у бік РУ з нижчою напругою. Замки у дверях приміщень РУ однієї напруги повинні відмикатися тим самим ключем; ключі від вхідних дверей РУ та інших приміщень не повинні підходити до замків камер.

Вимога щодо застосування самозамикальних замків не поширюється на РУ міських і сільських розподільчих електричних мереж напругою до 10 кВ.

Приміщення ЗРУ на територіях без охорони потрібно споруджувати без вікон. В інших випадках, у разі потреби в природному освітленні, дозволено мати вікна із склоблоків або армованого скла.

Застосування приміщень ЗРУ із зенітними ліхтарями не дозволене.

У приміщенні ЗРУ вікна не повинні відчинятися.

Вікна має бути захищено сітками з отворами розміром не більше ніж 25x25 мм, установлюваними ззовні. У разі застосування сіток, установлюваних ззовні, дозволено застосовувати вікна, які відчиняються всередину приміщення.

У верхній частині приміщення ЗРУ напругою від 110 кВ до 220 кВ з установленням маслонаповненого комутаційного устаткування та маслонаповнених силових трансформаторів потрібно передбачати віконні прорізи із заскленням площею, яка дорівнює 30% площі однієї найбільшої зовнішньої стіни.

Бакові масляні вимикачі з масою масла понад 60 кг потрібно установлювати в окремих вибухових камерах з виходом назовні або у вибуховий коридор.

Бакові масляні вимикачі з масою масла від 25 кг до 60 кг дозволено встановлювати як у вибухових, так і в обгороджених камерах. У цьому разі вимикачі повинні мати 20% запас по номінальному струму вимикання.

Бакові масляні вимикачі з масою масла до 25 кг, малооб'ємні масляні вимикачі та вимикачі без масла потрібно встановлювати в обгороджених камерах.

У разі встановлення малооб'ємних масляних вимикачів з масою масла в одній фазі 60 кг і більше в кожній камері потрібно передбачати поріг, розрахований на затримання повного об'єму масла.

Вимикачі, що установлюються в обгороджених камерах, потрібно відділяти один від одного перегородками.

В одному приміщенні з РУ напругою до 1 кВ і вище дозволено установлювати один масляний силовий трансформатор потужністю до 0,63 МВ-А або два масляні силові трансформатори потужністю кожний до 0,4 МВ А, відділені від іншої частини приміщення перегородкою з межею вогнестійкості ЕІ 45, висотою не менше висоти трансформатора, включаючи уводи ВН. У цьому разі неізольовані струмовідні частини напругою понад 1 кВ потрібно обгороджувати.

Апарати пускових пристроїв електродвигунів, синхронних компенсаторів тощо (вимикачі, пускові реактори, трансформатори тощо) дозволено встановлювати в загальній камері без перегородок між ними.

В камерах РУ, що мають виходи у вибуховий коридор, дозволено установлювати силові трансформатори з масою масла до 600 кг.

Трансформатори напруги незалежно від маси масла в них дозволено встановлювати в обгороджених камерах РУ. У цьому разі в камері потрібно передбачати поріг або пандус, розрахований на утримання повного об'єму масла, що знаходиться у вимірювальному трансформаторі.

У вибухових коридорах не дозволено встановлювати устаткування з відкритими струмовідними частинами.

У закритих окремо стоячих, прибудованих і вбудованих у виробничі приміщення підстанції, у камерах силових трансформаторів, масляних вимикачів та інших маслонаповнених апаратів з масою масла або іншого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баці до 600 кг у разі розташування камер на першому поверсі потрібно виконувати поріг або пандус для втримання повного об'єму рідини.

За маси масла або негорючого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баці понад 600 кг потрібно влаштовувати приймач рідини, розрахований на повний об'єм рідини, або на утримання 20% рідини з відведенням у маслозбірник (збірник рідини).

Потрібно передбачати заходи проти розтікання рідини через дверні прорізи, кабельні споруди, прорізи вентиляційних каналів тощо.

У разі спорудження камер над підвалом, на другому поверсі і вище, а також у разі облаштування виходу з камер у вибуховий коридор під маслонаповненими силовими трансформаторами або трансформаторами з іншим екологічно безпечним рідинним діелектриком, масляними вимикачами та іншими маслонаповненими апаратами потрібно виконувати приймачі рідини за одним із таких способів:

1) за маси масла в одному баці до 60 кг потрібно виконувати поріг або пандус для утримання повного об'єму масла;

2) за маси масла від 60 кг до 600 кг під трансформатором (апаратом) потрібно виконувати маслоприймач, розрахований на повний об'єм масла, або біля виходу з камери - поріг або пандус для втримання повного об'єму масла;

3) за маси масла в одному баці понад 600 кг потрібно виконувати:

- маслоприймач, який вміщує не менше 20% повного об'єму масла трансформатора або апарата, з відведенням масла в маслозбірник. Масловідвідні труби від маслоприймача під трансформаторами повинні мати діаметр не менше за 10 см. З боку маслоприймачів масловідвідні труби потрібно захищати сітками;

- маслоприймач без відведення масла в маслозбірник. У цьому разі маслоприймач потрібно перекривати решіткою із шаром товщиною 25 см чистого промитого гранітного (або іншої непористої породи) гравію або щебеню фракцією від 30 мм до 70 мм, і він повинен бути розрахований на повний об'єм масла; рівень масла повинен бути на 5 см нижче решітки. Верхній рівень гравію в маслоприймачі під трансформатором повинен бути на 7,5 см нижче отвору повітропідвідного вентиляційного каналу. Площа маслоприймача повинна бути більше площі основи трансформатора або апарата.

Дно маслоприймача повинне мати ухил 2% у бік приямка;

4) у разі встановлення устаткування із заповненням негорючим екологічно безпечним рідинним діелектриком потрібно виконувати заходи, зазначені в переліках 1), 2), 3) для масла, за винятком перекривання приймача рідини гравієм.

Вентиляційна система приміщень силових трансформаторів і реакторів повинна забезпечувати відведення теплоти в таких кількостях, щоб за номінального навантаження з урахуванням перевантажувальної здатності і максимальної розрахункової температури навколишнього середовища нагрівання трансформаторів і реакторів не перевищувало максимально припустимого для них значення.

Вентиляцію приміщень силових трансформаторів і реакторів потрібно виконувати таким чином, щоб різниця температур повітря, що виходить із приміщення та входить у нього, не перевищувала: 15 °C - для трансформаторів, 30 °C - для реакторів на струм до 1000 А, 20 °C - для реакторів на струм понад 1000 А.

За неможливості забезпечити теплообмін природною вентиляцією потрібно передбачати примусову. У цьому разі потрібно контролювати її роботу за допомогою сигнальних апаратів.

У всіх інших електроприміщеннях вентиляцію передбачають з урахуванням кількості тепла, яке виділяють електроустаткування, ошиновка тощо.

У приміщеннях ЗРУ з установленням шаф КРУ потрібно передбачати заходи для унеможливлення утворення роси на ізоляції електроустаткування (штучне підігрівання, вентиляція тощо).

Приміщення, де розташовані КРУЕ, елегазові вимикачі, балони з елегазом, та приміщення для ремонту і ревізії елегазового обладнання потрібно обладнувати припливно-витяжною вентиляцією із забором повітря на рівні підлоги і на рівні верхньої частини приміщення. Припливну вентиляцію потрібно обладнувати фільтрами для запобігання проникненню пилу в приміщення.

Вибухові коридори, а також коридори для обслуговування обгороджених камер або КРУ, які містять устаткування, заповнене маслом, елегазом або компаундом, потрібно обладнувати аварійною витяжною вентиляцією, яка вмикається ззовні і не пов'язани з іншими вентиляційними пристроями. Аварійну вентиляцію потрібно розраховувати на п'ятикратний обмін повітря за годину.

Припливні та витяжні вентиляційні отвори потрібно забезпечувати утепленими клапанами, які відкриваються ззовні.

У приміщеннях, в яких обслуговуючий персонал перебуває протягом 6 год. і більше, потрібно забезпечувати температуру повітря не нижче 18 °C і не вище 28 °C.

У ремонтній зоні ЗРУ на час проведення ремонтних робіт потрібно забезпечувати температуру не нижче 5 °C.

На підстанції без обслуговуючого персоналу в приміщеннях технологічних щитів та в приміщеннях ЗРУ потрібно забезпечувати температуру згідно з технічними вимогами до устаткування та апаратів.

У приміщеннях з елегазовим устаткуванням заборонено застосовувати обігрівальні прилади з температурою нагрівальної поверхні, яка перевищує 250 °С.

Отвори в огороджувальних конструкціях будівель і приміщень після прокладання струмопроводів та інших комунікацій потрібно зашпаровувати матеріалом, який забезпечує вогнестійкість не нижче вогнестійкості самої огороджувальної конструкції, але не менше ЕІ 60.

Інші отвори в зовнішніх стінах для запобігання проникненню тварин і птахів потрібно захищати металевими сітками або решітками з отворами розміром 10 мм х 10 мм.

Перекриття кабельних каналів і подвійних підлог потрібно виконувати знімними плитами з негорючих матеріалів урівень із підлогою приміщення. Маса окремої плити перекриття не повинна перевищувати 50 кг.

Прокладання в камерах апаратів і силових трансформаторів транзитних кабелів і проводів заборонене. У виняткових випадках дозволене прокладання їх у металевих трубах.

Прокладання кіл освітлення, керування і вимірювання дозволене всередині камер або поблизу неізольованих струмовідних частин лише на коротких ділянках і в тій мірі, в якій це необхідно для здійснення з'єднань (наприклад, з вимірювальними трансформаторами).

Прокладання в приміщенні РУ потрібних для РУ (нетранзитних) трубопроводів опалення дозволене за умови застосування цільних зварених металевих труб без фланців, вентилів тощо, а вентиляційних зварених коробів - без люків, засувок, фланців та інших подібних пристроїв. Дозволене також транзитне прокладання металевих трубопроводів опалення за умови, що кожен трубопровід укладено в суцільну водонепроникну оболонку.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Як класифікуються розподільні установки?
2. Яким основним вимогам повинні задовольняти розподільні установки?
3. Які основні елементи камер напругою 6-10 кВ?
4. Як класифікуються комплектні розподільні установки?
5. Яким основним вимогам повинні задовольняти комплекті розподільні установки?
6. Які основні елементи шаф комплектних розподільних установок?
7. Які конструктивні особливості мають комплектні розподільні установки з елегазовою ізоляцією?
8. Які основні вимоги до улаштування відкритих та закритих розподільних установок?
9. Яке призначення розподільних щитів?
10. Яку конструкцію мають розподільні щити 380/220В?
11. Яке призначення щитів управління?
12. Яку конструкцію мають щити управління?
13. Як у розподільних установках напругою до 1кВ повинні встановлюватися апарати рублячого типу?
14. Які види шаф КРУЗ існують?
15. Як мають бути виконані розподільні установки?
16. Вкажіть дії, які має виключати оперативне блокування у розподільних установках 3 кВ та вище.
17. У яких електроустановках напругою до 1 кВ не потрібно передбачати відключаючий апарат перед вимикачем кожної лінії, що відходить від РУ?

11 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

11.1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Електричні установки, які призначені для приймання, перетворення змінного струму однієї напруги в іншу при тій же частоті та розподілу електроенергії, називаються **трансформаторними підстанціями**.

Підстанції можуть бути підвищувальними П1 (рис. 11.1) та знижувальними. Підвищувальні підстанції споруджуються поряд з електростанціями і вони слугують для підвищення генераторної напруги до необхідного значення: 35-750 кВ в залежності від відстані до споживачів. Знижувальні підстанції розташовуються в місцях споживання та розподілу електроенергії. Вони призначені для зниження напруги до 35;10,5 кВ та нижче.

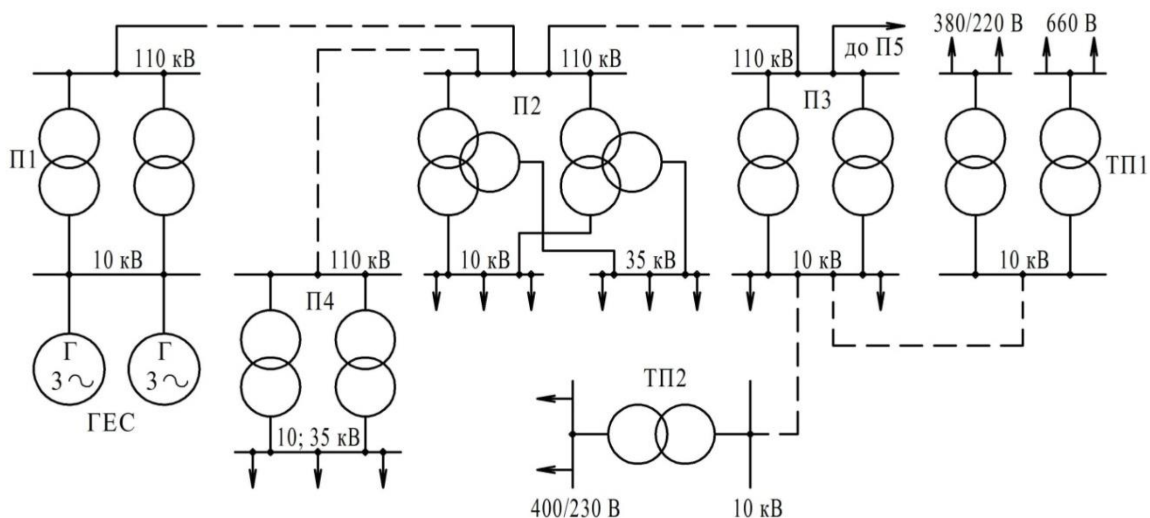


Рис. 11.1 Принципова схема електропостачання споживачів від ГЕС

Знижувальні підстанції поділяють на районні та місцеві. Районні підстанції постачають електроенергію у великі райони з промисловими, залізничними та іншими споживачами. Ці підстанції отримують живлення по повітряних лініях (ПЛ) напругою 110 кВ та вище. Вторинна їх напруга – 110;35;10,5 або 6,3 кВ Районі підстанції можуть бути вузловими П2 (рис. 9.1), прохідними П3 та тупиковими П4.

Місцеві підстанції призначені для електропостачання невеликих міст, залізничних станцій та вузлів. Вони можуть отримувати живлення від ПЛ 110-35 кВ (П4, рис. 9.1). Вторинна їх напруга 6 та 10 кВ.

Знижувальні підстанції, які мають одну вторинну напругу 400/230 В для живлення освітлювальної мережі та невеликого силового навантаження (ТП2) або дві напруги 400/230 та 690 В (ТП1), називають **трансформаторними пунктами**. Їх розташовують у споживачів, встановлюючи один або два трансформатора невеликої потужності (у споживачів напруга становить 380/220 та 660 В).

Для приймання та розподілу електричної енергії при напрузі 6-10 кВ та живлення силових та освітлювальних навантажень, промислових підприємств транспорту, селищ, залізничних станцій та вузлів застосовуються **розподільні пункти (РП), закриті трансформаторні підстанції (ТП) та комплектні трансформаторні підстанції (КТП)** різних типів.

Розподільні пункти споруджуються, як правило, на великих залізничних станціях та вузлах, а також на промислових підприємствах транспорту.

Розподільний пункт (РП) – це розподільна установка, призначена для приймання та розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення та трансформації.

Закриті трансформаторні підстанції (ТП) призначені для живлення силових та освітлювальних навантажень, а також для приймання та розподілу електричної енергії при напрузі 6-10 кВ. Такі підстанції споруджуються в містах, селищах, на великих залізничних станціях та вузлах. Обладнання ТП розташовується в окремій будівлі. Силові трансформатори, розподільний пристрій напругою 6-10 кВ та щит 0,4 кВ розташовують в окремих приміщеннях. Розподільний пристрій напругою 6-10 кВ комплектується з камер серії КСО або з шаф КРП з висувними елементами, а щит 0,4 кВ однобічного обслуговування комплектується з панелей серії ЩО.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) – це підстанція, яка складається з трансформаторів та блоків (комплектних розподільний пристроїв та інших елементів), що постачаються у зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді.

Комплектні трансформаторні підстанції або їх частини розташовані в закритому приміщенні відносять до внутрішніх установок, а розташовані на відкритому повітрі – до зовнішніх установок (КТПЗ).

Комплектні трансформаторні підстанції виготовлені на певну потужність, дуже компактні, легкі, нескладні при монтажі та зручні при експлуатації. Такі підстанції виготовляють на напруги 6; 10; 35 та 110 кВ для внутрішнього та зовнішнього розташування.

11.2 СХЕМИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

11.2.1 Класифікація схем трансформаторних підстанцій

Схемою електричних з'єднань називають креслення, на якому умовними позначеннями нанесені елементи обладнання електричної установки, показані з'єднання між ними в послідовності, яка необхідна для нормальної дії установки. Розрізняють схеми первинної та вторинної комутації. На схемах первинної комутації зображують основні кола, по яким електроенергія передається від генераторів або трансформаторів до електроприймачів (див. розділ 9). В цих колах застосовують апарати, які необхідні для вмикання кіл в нормальному режимі та вимикання цих кіл в нормальному і аварійному режимах та при перевантаженнях, для захисту установок від перенапруг, для обмеження струмів короткого замикання, вимірювальні трансформатори струму та напруги. До кіл вторинної комутації відносять апарати, за допомогою яких здійснюють керування та контроль за роботою основного обладнання. Крім того вимірювальні трансформатори відносять, як до кіл первинної комутації, так і до кіл вторинної комутації.

Схеми первинної комутації поділяють на однолінійні та трилінійні. В однолінійній схемі три фази електроустановки однакові і їх умовно позначають однією лінією, що робить її більш простою та наглядною. Вона дає загальну уяву про електричну установку в цілому та про основне її обладнання зокрема.

При експлуатації підстанцій використовують оперативні схеми, тобто однолінійні схеми з диспетчерськими найменуваннями.

Трилінійні схеми складають з трьох фаз з позначенням всього обладнання первинного кола. Іноді на цій схемі зображують з'єднання контрольно-вимірювальних приладів з вимірювальними трансформаторами, з'єднання реле захисту, сигналізації та автоматики. Через складність трилінійних схем їх складають, як правило, для окремих елементів електроустановки.

При монтажі використовують монтажні схеми комутації. Їх виконують з маркуванням всіх кіл та затискачів елементів обладнання. Після внесення всіх змін, здійснених в процесі монтажу, такі схеми називають виконавчими. Користуючись ними, експлуатаційний та ремонтний персонал може легко та швидко знаходити необхідні кола та затискачі, усувати різні несправності, які виникають в процесі роботи електроустановки.

Наведемо декілька прикладів схем первинної комутації трансформаторних підстанцій.

11.2.2 Схеми первинної комутації трансформаторних підстанцій

Схема одно трансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ та вторинною напругою 0,4 кВ.

Підстанція (рис. 11.2) отримує живлення по повітряній лінії 10 кВ. На уводі підстанції *W*встановлений роз’єднувач *QS* та запобіжник FU_1, який захищає трансформатор *T* від струмів К.З. та від атмосферних перенапруг, що набігають на підстанцію по повітряній лінії, вона захищається обмежувачами перенапруг *RU*. РП-0,4 кВ має одинарну систему збірних шин, на яку напруга подається від трансформатора *T* по уводу. На уводі встановлений рубильник *S*, запобіжник FU_2 та трансформатор струму *TA*.

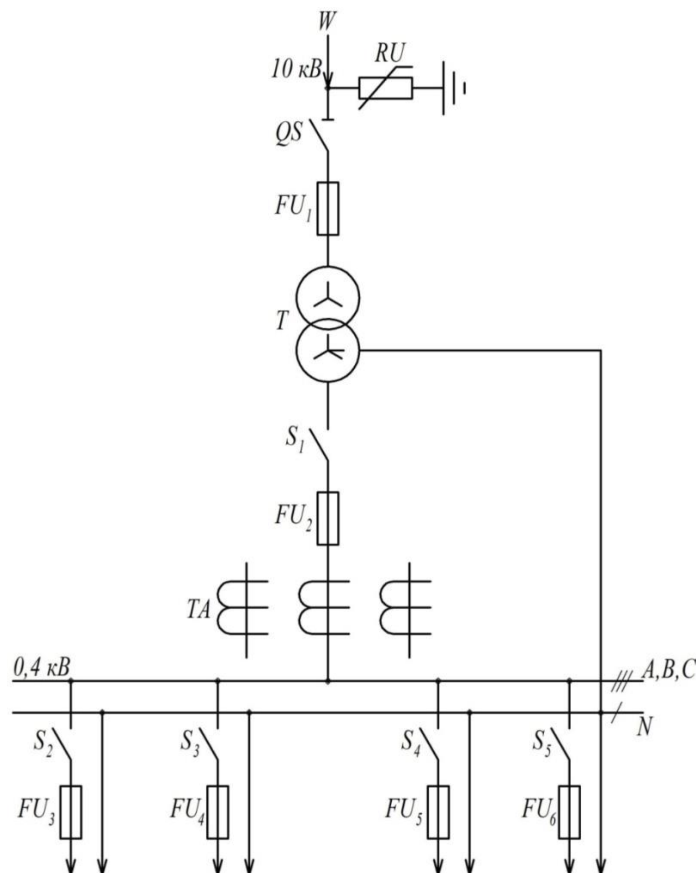


Рис. 11.2 Схема однотрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ

На підставі того, що трансформатори струму можуть встановлюватись не на всіх фазах, частина схеми показана в трифазному виконанні (трилінійною) для запобігання непорозуміння. Нульовий провід від нейтралі трансформатора до нейтральної шини *N* показаний окремо. Від збірних шин 0,4 кВ відходять лінії споживачів, на яких встановлені рубильники (пакетні вимикачі) S_2–S_5 та запобіжники FU_3–FU_6. Як видно з

рис. 9.2 схема підстанції не складна, її елементи не резервуються і у випадку відмови або пошкодження будь-якого з них, частина споживачів або й всі (при пошкодженні трансформатора) залишаються без електроенергії. Цей недолік усувається в достатній мірі при використанні підстанцій з двома трансформаторами.

Схема двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ та вторинною напругою 0,4 кВ наведена на рис. 11.3.

В РУ – 10 кВ підстанції прийнята одинарна секціонована на дві секції двома роз'єднувачами QS_3 та QS_4 система збірних шин (розділ 9). Це дозволяє працювати на одній секції не вимикаючи іншу. Уводи підстанції W_2 та W_3, які постачають електроенергію споживачам другої та третьої категорій, для зменшення вартості та спрощення обслуговування можуть виконуватись на вимикачах навантаження QW_3 та QW_4з заземлюючими ножами. На лініях, що відходять W_1 та W_4 і приєднаннях знижувальних трансформаторів встановлюють вимикачі навантаження QW_1, QW_2,QW_5, QW_6 в комплекті з запобіжниками FU_2, FU_3, FU_4, FU_5. При цьому запобіжники доцільно встановлювати перед вимикачами навантаження, вважаючи за напрямком передавання електроенергії. Для обліку електроенергії, яка відпускається споживачам по уводахW_1 та W_4, передбачені лічильники, що приєднуються до трансформаторів струму TA_1 та TA_2 та до трансформаторів напруги TV_1 та TV_2, які приєднуються до шин через роз'єднувачі QS_2 та QS_3 з заземлюючими ножами. Пунктиром показаний блокувальний зв'язок роз'єднувачів та їх заземлюючих ножів, який не дозволяє вмикати роз'єднувач при увімкненому заземлюючому ножі та вмикати заземлюючий ніж при увімкненому роз'єднувачі. Від струмів К.З. TV_1 та TV_2 захищаються запобіжниками FU_1 та FU_6. Заземлення кожної секції збірних шин передбачається заземлюючими роз'єднувачами QS_1 та QS_6. При наявності повітряних ліній 10 кВ повинне бути передбачене встановлення ОПН, які необхідно приєднувати до секцій шин через роз'єднувачі QS_2 та QS_5.

Рис. 11.3 Схема двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 10 кВ

Розподільна установка 0,4 кВ виконується з щитів, які в залежності від призначення комплектуються різними апаратами, що розраховані на широкий діапазон струмів. В РУ - 0,4 кВ прийнята одинарна секціонована автоматичним вимикачем SF_2та рубильниками S_4 та S_5 на дві секції система збірних шин. Живлення кожної секції здійснюється від свого трансформатора T_1 та T_2, приєднаного до шин через автоматичні вимикачі SF_1 та SF_3 і рубильники S_2 та S_7. До трансформаторів струму TA_4 та TA_7 приєднуються амперметри та лічильники активної та реактивної енергії. При окремій роботі секцій шин передбачається автоматичне вмикання резервного живлення (АВР), яке здійснюється вмиканням між секційного автоматичного вимикача SF_2, який нормально вимкнутий, при вимиканні трансформатора T_1 або T_2. За відсутності АВР секціонування виконується рубильниками.

Обмежувачі перенапруг RU_1 та RU_2 призначені для захисту ізоляції трансформаторів та обладнання РП – 0,4кВ від перенапруг, їх встановлюють тільки при наявності повітряних ліній 0,4 кВ. В колі кожного приєднання ліній встановлюються рубильники S_1, S_3, S_6, S_8 та запобіжники FU_7 - FU_{10} (можливе застосування автоматичних вимикачів). До трансформаторів струму TA_3, TA_5, TA_6, TA_8 приєднуються амперметри, а при необхідності й лічильники електроенергії. Живлення власних потреб підстанції виконується від спеціальної шини, на яку електроенергія надходить по уводах 0,4 кВ від трансфоматорів T_1 та T_2.

Схема двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 35 кВ наведена на рис. 11.4. Електрична енергія подається на підстанцію по двох уводах W_2 та W_3 від районної або тягової підстанції і надходить на одинарну секціоновану вимикачем Q_5 систему збірних шин РУ – 35 кВ. На кожному уводі встановлені вакуумні вимикачі Q_2 та Q_3.

Для приєднання релейного захисту та лічильників грошового розрахунку застосовані трансформатори струму TA_2 та TA_1. До ліній W_2 та W_3 вимикачі Q_2 та Q_3 приєднуються через лінійні роз'єднувачі QS_2 та QS_3 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, а до секцій шин – шинними роз'єднувачами QS_6 та QS_7 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом. Секційний вимикач Q_5 приєднується до секцій шин за допомогою секційних роз'єднувачів QS_9 та QS_{10} з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом. Роз'єднувачі з обох боків вимикача уводу або секційного вимикача дозволяють забезпечити безпеку виконання ремонтних робіт на вимикачах та трансформаторах струму.

В окремих випадках від РП – 35 кВ отримують живлення суміжні підстанції по лініях W_1 та W_4. Електрична енергія надходить на шини по уводах W_2 та W_3, а частина її транзитом без переробки передається іншим підстанціям. На лініях W_1 та W_4 встановлено таке ж обладнання, як і на W_2 та W_3.

До кожної секції РП – 35 кВ приєднується знижуючий трансформатор T_1 та T_2 через вимикач Q_6та Q_7, трансформатори струму TA_6 та TA_7, а також через шинні роз'єднувачі QS_{12} та QS_{13} з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом, які дозволяють відокремити вимикач від секції при ремонті.

Трансформатори напруги TV_1 та TV_2 та обмежувачі перенапруг RU_1та RU_2 приєднуються до секцій шин через роз'єднувачі QS_{11} та QS_{14}, які мають заземлюючі ножі для заземлення трансформаторів напруги (TV) та обмежувачів перенапруг при ремонті, а також мають заземлюючі ножі для заземлення секцій шин.

Знижуючі трансформатори T_1 та T_2 можуть працювати окремо (вимкнутий секційний вимикач Q_{12}), паралельно на шини РП–10 кВ або почергово (один в роботі, інший в резерві) з можливістю автоматичного вмикання резервного живлення (АВР) трансформатора.

З обох боків силових трансформаторів T_1 та T_2 встановлюються обмежувачі перенапруг RU_5та RU_6.

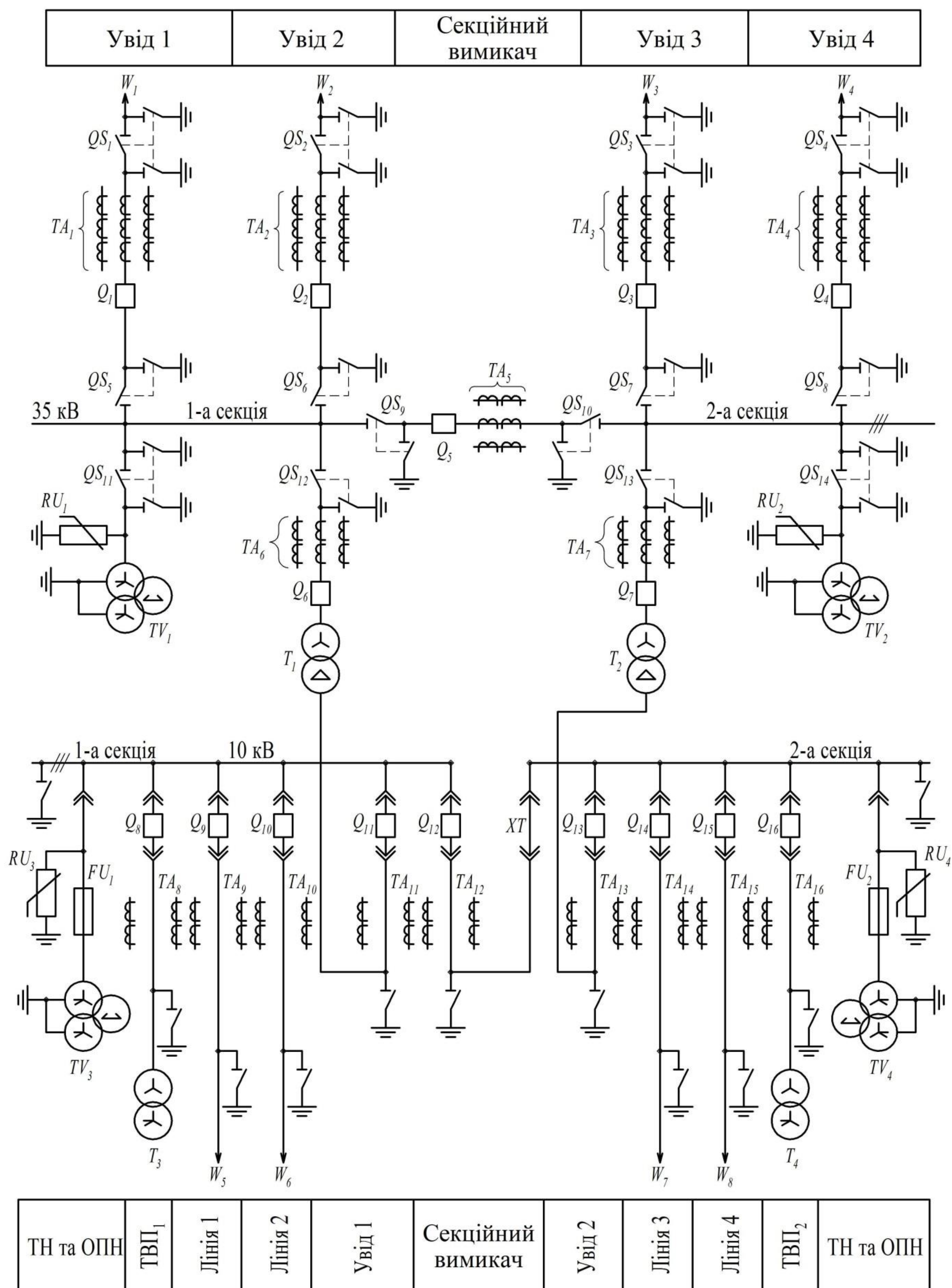


Рис. 11.4 Схема двохтрансформаторної підстанції с первинною напругою 35 кВ

Схема РУ – 10 кВ передбачає використання одинарної секціонованої вимикачем системи збірних шин. Розташовують обладнання РУ в закритих приміщеннях або шафах зовнішньої установки. В обох випадках використовують комплектні пристрої, які складаються з шаф або камер, в яких розташовуються вимикачі та трансформатори

струму. На рис. 11.4 наведена схема РУ–10 кВ з вимикачами Q_8–Q_{16}, встановленими на висувних візках, що дозволяє обійтись без роз'єднувачів.

На кожному приєднанні РУ використовуються стаціонарні заземлюючі ножі, які забезпечують безпеку ведення робіт в середині шаф. Від шин 10 кВ відходять чотири лінії W_5–W_8, які живлять споживачів.

Споживачі першої категорії для надійного електропостачання отримують живлення по двох лініях W_5 та W_7, які відходять від різних секцій шин. При вимиканні чи пошкодженні однієї лінії або однієї секції споживач буде отримувати енергію по іншій лінії від іншої секції. Одиночна лінія може бути використана для живлення споживачів третьої категорії. Живлення споживачів другої категорії по такій одиночній лінії можливе, якщо має місце резервне живлення від іншого джерела живлення.

Для живлення споживачів власних потреб: кіл електричного освітлення, вентиляції, кондиціювання, підігріву обладнання в зимовий час, електричного опалення і т.д., а також здійснення ремонтних робіт, передбачено встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП) T_3 та T_4. ТВП приєднується до шин через вимикачі Q_8 та Q_{16}. Трансформатори струму TA_8 та TA_{16} використовуються для приєднання релейного захисту. Облік енергії, яка йде на власні потреби підстанції, здійснюється з боку вторинної напруги ТВП.

До секцій шин РУ – 10 кВ приєднуються трансформатори напруги TV_3 та TV_4, які захищаються від струмів К.З. запобіжниками FU_2 та FU_3. Для захисту ізоляції РУ – 10 кВ від перенапруг передбачається встановлення обмежувачів перенапруг (ОПН) RU_3та RU_4. Трансформатор напруги та обмежувачі перенапруг однієї секції розташовано на загальному висувному елементі. Питання захисту електрообладнання від перенапруг, які виникають при комутаціях вакуумними вимикачами, вирішуються шляхом встановлення на висувному елементі обмежувача перенапруг (ОПН). Секціонування шин виконується за допомогою двох шаф: в одній встановлений секційний вимикач Q_{12}з трансформаторами струму TA_{12}; в іншій – висувний елемент XT, який виконує роль роз'єднувача.

Схема прохідної підстанції з первинною напругою 110 (220) кВ наведена на рис. 11.5. Підстанція увімкнена в розсічку повітряної лінії (ПЛ) напругою 110 (220) кВ.

РУ–110 (220) кВ виконаний за схемою «містка». Живлення на трансформатори T_1 та T_2 з вбудованими трансформаторами струму TA_5 та TA_6 надходить від лінії електропередачі по уводах W_1 та W_2, на яких встановлені лінійні роз'єднувачі QS_1 та QS_2 з двома комплектами заземлюючих ножів та з дистанційними приводами і елегазові вимикачі Q_1 та Q_2. Для створення видимого розриву кола при ремонті вимикачів Q_1 та Q_2 і трансформаторів струму TA_2 та TA_3, до яких приєднуються струмові обмотки вимірювальних приладів та реле, встановлені роз'єднувачі QS_7, QS_8, QS_9, та QS_{10} з дистанційним керуванням. При чому роз'єднувачі QS_7 та QS_8 мають по одному комплекту заземлюючих ножів, а роз'єднувачі QS_9 таQS_{10} – по два комплекти.

РУ–110 (220) кВ має ремонтну та робочу перемички між уводами W_1 та W_2. Робоча перемичка з елегазовим вимикачем Q_3, трансформаторами струму TA_4 та роз'єднувачами QS_{11} і QS_{12} з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, які необхідні для ремонту вимикача Q_3, використовується для транзиту електроенергії енергосистеми. Роз'єднувачі QS_4 та QS_5 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами ремонтної перемички нормально вимкнуті і вмикаються для забезпечення транзиту електроенергії при ремонті обладнання робочої перемички. До трансформаторів струму TA_1 приєднуються прилади та реле, які нормально отримують живлення від TA_4 при переводі транзиту енергії через ремонтну перемичку.

При виводі в ремонт вимикача Q_3 необхідно враховувати певні обставини. Наприклад: який з силових трансформаторів знаходиться в роботі.

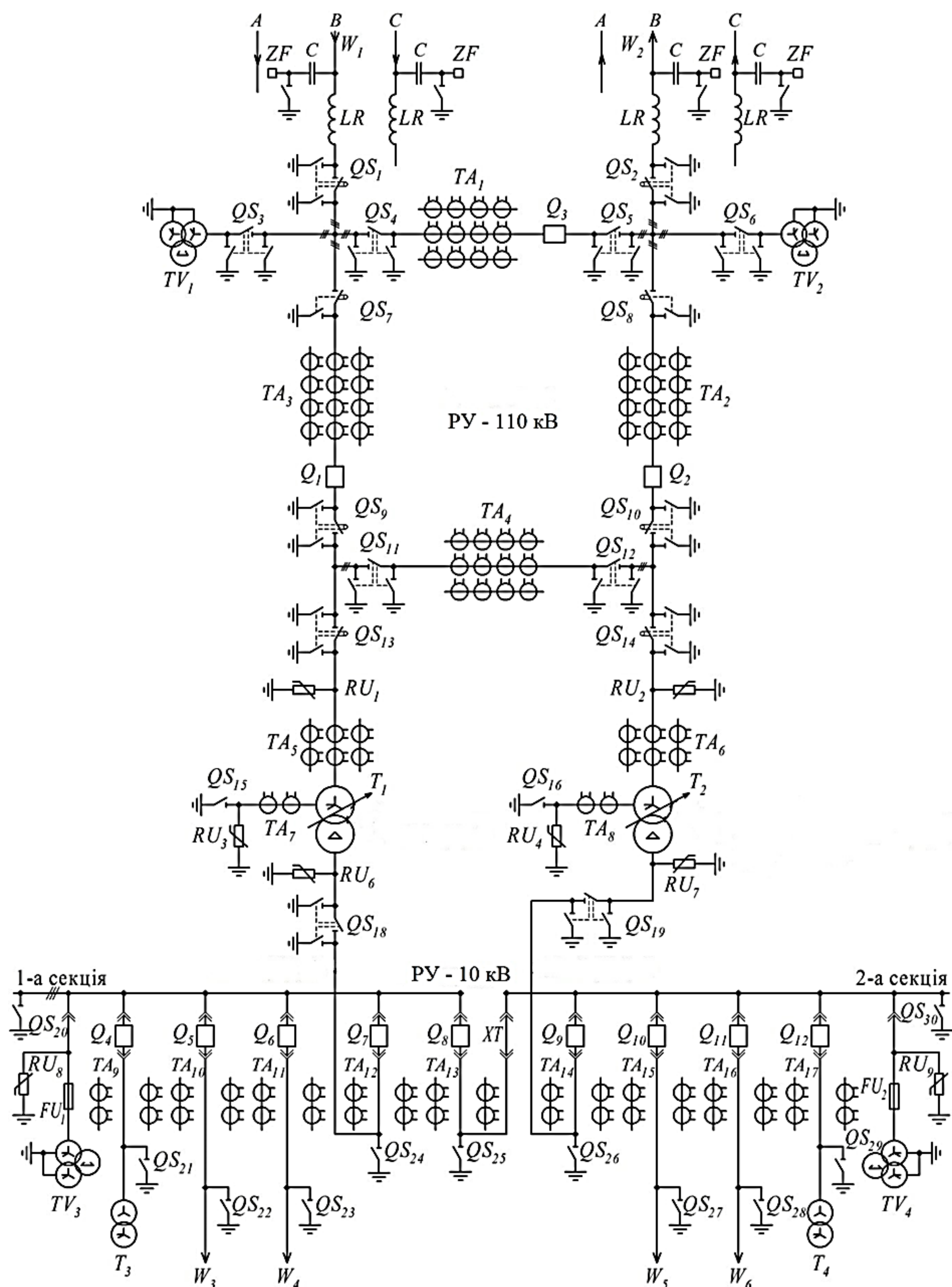


Рис. 11.5 Схема двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 110 кВ

Якщо силові трансформатори працюють паралельно при виводі в ремонт вимикача Q_3 необхідно виконати такі основні операції:

–увімкнути роз’єднувачі QS_{11} та QS_{12} ремонтної перемички;

–за приладами, приєднаними до вторинних обмоток трансформаторів струму TA_4, впевнитись в здійсненні транзиту системної потужності;

–вимкнути вимикач Q_3;

–вимкнути роз'єднувачі QS_4 та QS_5 перевірити відсутність напруги і увімкнути заземлюючі ножі з боку вимикача Q_3;

–накласти переносні заземлення на шини з обох боків вимикача Q_3.

Трансформатори напруги TV_1 та TV_2 використовують для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів та реле і приєднуються до уводів W_1 та W_2 за допомогою роз'єднувачів QS_5 та QS_6 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами.

Силові трансформатори T_1 та T_2 мають пристрої регулювання напруги під навантаження (РПН). Регулювання під навантаженням дозволяє перемикати відгалуження обмотки трансформатора без розриву кола. Пристрій РПН передбачає регулювання напруги на обмотці НН в різних межах в залежності від потужності трансформатора (від ±10% U_H до ±16% U_H ступенями приблизно по 1,5%). Регулювальні ступені виконуються на боці ВН, тому менший за величиною струм дозволяє полегшити конструкцію перемикаючого пристрою.

Системи напругою 110 (220) кВ працюють з ефективно заземленою нейтраллю тому нейтралі обмоток ВН трансформаторів T_1 та T_2 можуть бути розземлені, а ізоляція нульових виводів, як правило, не розраховується на повну напругу. Тому в режимі розземлення нейтралі необхідно знизити можливі перенапруги шляхом приєднання обмежувачів перенапруг нейтралей трансформаторів (ОПНН) RU_3 та RU_4 до нульових точок трансформаторів T_1 та T_2. Крім того, в колі нейтралей трансформаторів T_1 та T_2 увімкнені трансформатори струму TA_7 та TA_8, які призначені для приєднання до їх вторинних обмоток захисту трансформаторів від однофазних замикань в режимі розземлення нейтралі.

На уводах W_1 та W_2 встановлюється апаратура високочастотної обробки фаз для високочастотного диспетчерського зв'язку та високочастотного диференційно-фазного захисту, яка складається з високочастотного загороджувача (реактора) *LR*, затримуючого високочастотні струми в межах лінії, та конденсатора зв'язку *C*, через який струми надходять в приймально–передавальну апаратуру. Крім того, конденсатор зв'язку ізолює низьковольтну апаратуру від високої напруги лінії через те, що він має великий опір для струмів промислової частоти і незначний – для струмів високої частоти. При обслуговуванні або ремонті цього конденсатора використовуються заземлюючі роз'єднувачі, замкнувши які можна здійнити розряд конденсатора *C*. Крім того на схемі показаний фільтр приєднання ZF призначений для вільного пропускання струму тільки в певному робочому діапазоні частот.

РУ – 10 кВ виконується аналогічно схемі РУ – 10 кВ двохтрансформаторної підстанції з первинною напругою 35 кВ (рис. 11.4).

11.3 КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Конструктивне виконання трансформаторних підстанцій дуже різноманітне і залежить від багатьох вихідних даних: призначення, місця розташування, потужності, напруги мережіживлення та споживачів, яких живить підстанція, категорії споживачів, конструктивного виконання ліній (кабельні або повітряні) та інше.

На рис. 11.6 наведена закрита трансформаторна підстанція (ЗТП), що стоїть окремо, з двома силовими трансформаторами потужністю 630 кВА, для живлення малопотужних електроприймачів залізничних станцій та вузлів. Схема цієї підстанції наведена на рис. 11.3.

Підстанція має РУ – 10 кВ, який складається з камер 2 серії КСО, що встановлюються у два ряди з одним коридором обслуговування. Розподільний щит 0,4

кВ розташований в приміщенні між приміщеннями трансформаторів та РУ – 10 кВ. РУ –0,4 кВ виконується з комірок 3 серії ЩО, які можуть бути вводними, вводно-розподільними, розподільними, секційними та спеціальними з кабельними та шинними уводами. З'єднання трансформаторів з РУ – 0,4 кВ здійснюється плоскими шинами 4, які проходять через отвори в стіні, що відокремлює приміщення трансформаторів від приміщення РУ – 10 кВ. З'єднання трансформаторів з РУ – 10 кВ здійснюється кабелями. В приміщенні РУ – 0,4 кВ передбачається встановлення панелі вуличного освітлення, групові щитки електроосвітлення, опалення та вентиляції, щити лічильників ліній та трансформаторів 6. Обмежувачі перенапруг 5 розташовуються в прміщенні трансформаторів та приєднуються до уводів 0,4 кВ. У випадку відсутності переходу кабельних ліній 0,4 кВ на повітряні, встановлення обмежувачів перенапруг не потрібне. Кріплення обладнання та конструкцій здійснюється за допомогою дюпелів, болтів та шляхом електрозварювання до закладних елементів у стінах та підлозі, що передбачається в будівельній частині підстанції.

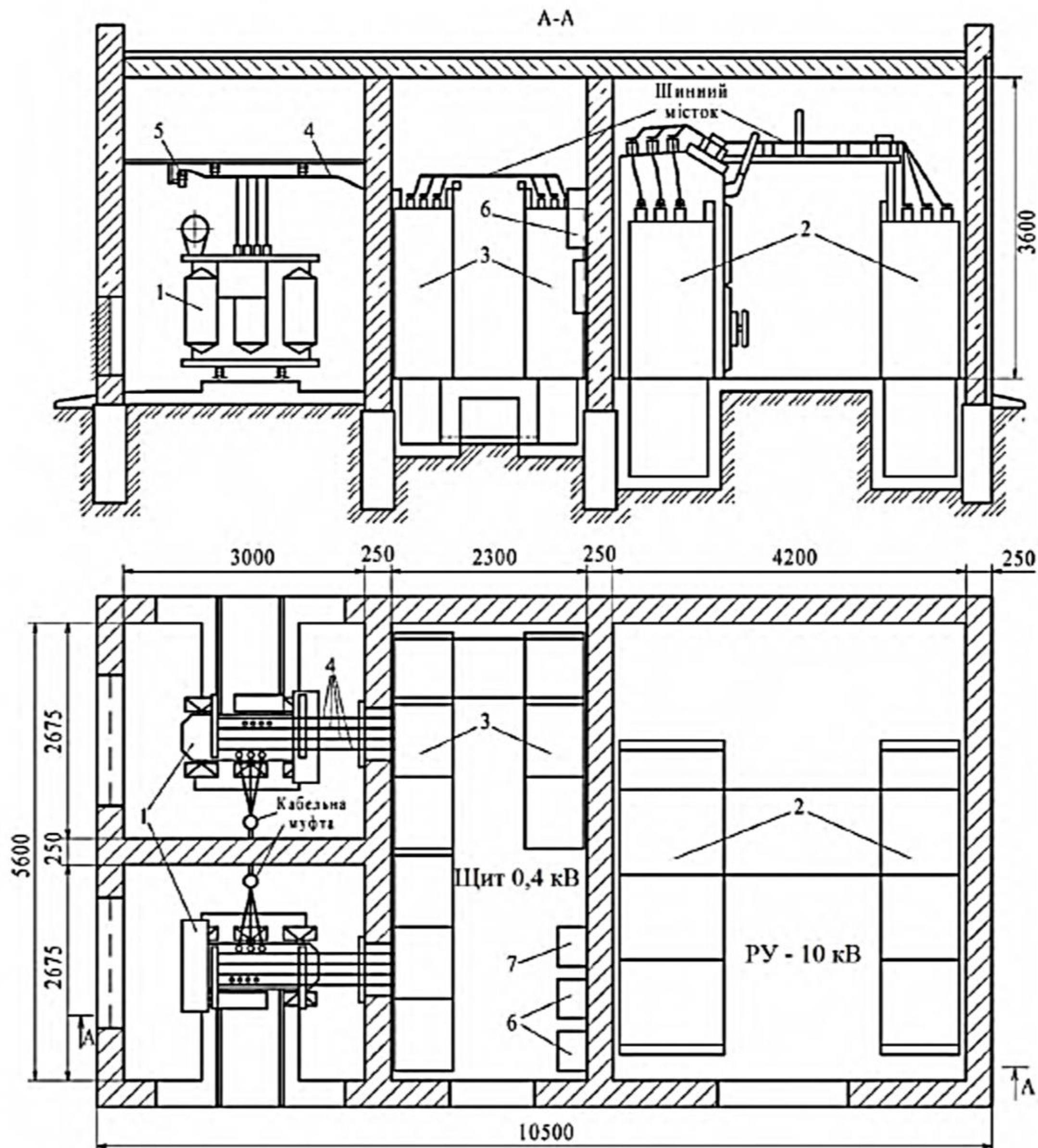


Рис. 11.6 Закрита двохтрансформаторна підстанція з первинною наругою 10 кВ

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) постачаються виробниками у повністю зібраному вигляді, підготовленому для монтажу на місці встановлення. Вони

використовуються в постійних та тимчасових електроустановках залізничних, промислових та сільськогосподарських підприємств, тому що є транспортабельними та простими для монтажу та демонтажу. КТП виготовляються для внутрішнього (КТПВ) та зовнішнього (КТПЗ) розташування.

Комплектні трансформаторні підстанції внутрішнього розташування (КТПВ) 6-10/0,4-0,23 кВ є найбільш масовими споживчими підстанціями, призначеними для безпосереднього електропостачання споживачів електроенергією.

Комплектні трансформаторні підстанції внутрішнього розташування – це підстанції, всі елементи яких призначені для роботи в закритих приміщеннях. Комплектні трансформаторні підстанції внутрішнього розташування постачають електроенергію промисловим підприємствам, адміністративним та суспільним будівлям; вони втсновлюються в цехах та інших приміщеннях поблизу споживачів. В комплектних трансформаторних підстанціях внутрішнього розташування для безпеки експлуатації використовуються силові трансформатори з сухою ізоляцією або з баком підвищеної міцності.

Окремі типи КТП передбачають застосування масляних трансформаторів, що встановлюються на відкритому повітрі, при цьому з’єднання їх з КРУ низької напруги здійснюється за допомогою струмопроводів.

Комплектні трансформаторні підстанції зовнішнього розташування (КТПЗ) 6-10/0,4-0,23 кВ розраховані для розташування на відкритому повітрі, в атмосфері, яка не містить значної кількості струмопровідного пилу, хімічно активних газів та випарів. Вони призначені для електропостачання залізничних, промислових та сільськогосподарських підприємств, тимчасового електропостачання, електропостачання міських та сільських районів.

Нармальна робота КТПЗ забезпечується при температурах довкілля в межах від –40 до +40^{0}С. Комплектні трансформаторні підстанції зовнішнього розташування складаються з трьох основних елементів: вводного високовольтного пристрою напругою 6–10 кВ (ПВН), силового трансформатора та розподільної установки напругою 0,4 кВ (РУНН).

На рис. 11.7 наведена КТПЗ на 10/0,4 кВ з трансформатором потужністю до 100 кВА. Схема цієї підстанції наведена на рис. 11.2. Підстанція може бути розташована на відносно невеликому майданчику.

Такі КТПЗ знайшли широке застосування для живлення залізничних споживачів, розташованих вздовж електрифікованих на постійному струмі залізниць. Вони приєднуються глухими відпайками до лінії повздовжнього електропостачання, яка прокладена на опорах контактної мережі. Увід від повітряної лінії у високовольтну шафу здійснюється через прохідні ізолятори (уводи) 1. В середині шафи змонтований роз’єднувач 2 та трубчасті запобіжники 3. Приєднання до високольтного уводу 8 трансформатора 9 здійснюється шинами 6 через прохідні ізолятори 4. Над трансформатором 9 розташовується металевий кожух 5 для захисту місць приєднань силового трансформатора 9 від атмосферних опадів та механічних впливів. Низьковольтні уводи 7 трансформатора 9 приєднуються до розподільної шафи 0,4 кВ жорсткими шинами прямокутного перерізу черз отвір у стінці шафи. Загальний рубильник 12 та запобіжники 14 встановлені на уводі 0,4 кВ. Лічильники активної енергії 13 приєднані до трансформаторів струму на уводі 0,4 кВ. Рубильники 11 та запобіжники 10 ліній, що відходять, напругою 0,4 кВ розташовуються в розподільній шафі 0,4 кВ. Лінії, що відходять, можуть бути повітряними та кабельними. Захист КТПЗ від атмосферних перенапруг здійснюється обмежувачами перенапруг 15, які приєднуються проводами до уводів 1.

В сучасних умовах широкого застосування набули комплектні трансформаторні підстанції блочного типу (КТПБ) з вищою напругою до 220 кВ включно. Застосування

КТПБ, блоки яких повністю виготовлені в заводських умовах, дозволяє зменшити об’єм будівельно–монтажних робіт, збільшити надійність електропостачання, підвищити безпеку обслуговування, зменшити габарити підстанцій.

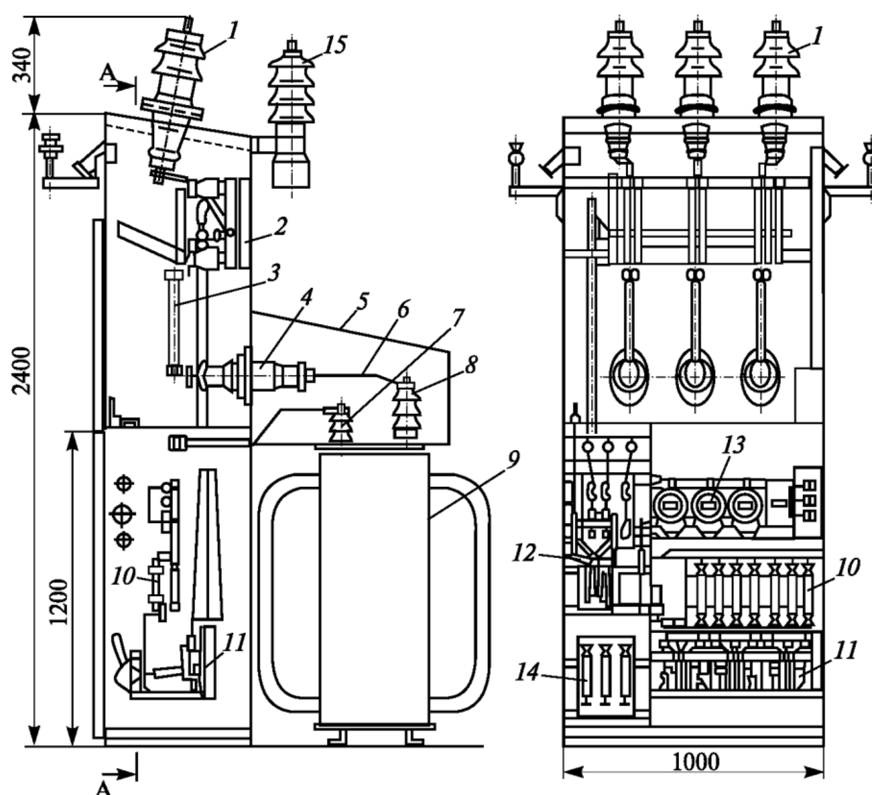


Рис 11.7 Комплектна трансформаторна підстанція зовнішньої установки на напругу 10/0,4 кВ

Блочні комплектні трансформаторні підстанції призначені для приймання, транзиту, перетворення та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти з номінальною напругою 220, 110, 35 та 6 (10) кВ. Підстанції слугують для електропостачання промислових, сількогосподарських та комунальних споживачів, об’єктів будівництва та транспорту.

Вони складаються з блоків відкритих розподільних установок (ВРУ) 35, 110 кВ, кабельних конструкцій, жорсткої та гнучкої ошиновок, фундаментів, елементів блискавковідводів, заземлення, зовнішнього освітлення. КТПБ комплектуються силовими трансформаторами, ЗРУ 10(6) кВ з комірками КРУ 10(6) кВ, загальнопідстанційним пунктом управління (ЗПУ) та огорожею підстанції.

ВРУ 35, 110 кВ виконуються з уніфікованих транспортабельних блоків максимальної заводської готовності, що складаються з металевого несучого каркаса зі змонтованим на ньому високовольтним обладнанням та елементами допоміжних кіл.

У складі КТПБ присутні такі основні блоки та елементи:

- один або два силових трансформатори потужністю від 1000 кВА до 63000 кВА;
- реактори;
- вакуумні або елегазові вимикачі;
- роз'єднувачі;
- трансформатори струму;
- трансформатори напруги;
- запобіжники із патронами;
- ОПН;

- блоки відкритих розподільних установок (ВРУ) напругою 220, 110 та 35 кВ з - - елементами жорсткої та гнучкої ошиновки;
- розподільні установки (РУ) напругою 6 (10) кВ які комплектуються шафами комплектних розподільних установок внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУЗ) розташування;
- загальнопідстанційний пункт управління (ЗПУ);
- шафи трансформаторів власних потреб (ТВП) потужністю від 25 до 400 кВА;
- обладнання та апаратура зв’язку і телемеханіки, джерела резервного живлення;
- пристрої грозозахисту, заземлення та освітлення, а також огородження.

Покриття металоконструкцій блоків здійснюється методом гарячого оцинкування. Приєднання блоків уводів до повітряних ліній (ПЛ) здійснюється спусками безпосередньо з кінцевих опор. Конструктивно жорстка ошиновка виготовляється із труб алюмінієвого сплаву, вузлів кріплення та перемичок, виконаних проводом марки АС або АСКП. Жорсткі трубчасті шини мають з одного боку вузол компенсації, конструкція якого дозволяє переміщатися шині в межах вузла на ±70мм.

Гнучка ошиновка застосовується для приєднання комірок уводів 110, 35 кВ та КРУ 6 (10) кВ до силового трансформатора. Кількість проводів у фазі та марка проводу залежать від величини номінального струму комірки уводу.

Прокладка контрольних кабелів територією підстанції здійснюється у лотках. Кабельні лотки можуть бути наземного виконання або прокладатися по блоках на висоті 2100 мм в межах ВРУ-35, 110 кВ.

Загальнопідстанційний пункт управління (ЗПУ) являє собою окреме приміщення з утеплених сендвіч-панелей, в якому розміщені пристрої захисту, управління та сигналізації, обладнання високочастотного зв'язку. Опорні металоконструкції розроблені для встановлення на фундаменти різних типів. При застосуванні фундаментів без анкерних болтів: палі С-35, стійки УСО та ін застосовуються перехідні елементи.

Для загального технологічного освітлення території підстанції застосовуються освітлювальні установки типу ОУ-2, на яких розміщені світильники на висоті близько 7 м. У клемних шафах блоків встановлені розетки для підключення переносної лампи.

Грозозахист виконується за допомогою стрижневих блискавковідводів, що встановлюються на кінцевих опорах і при необхідності на опорах, що стоять окремо. Заземлення блоків, трансформаторів, шаф КРУ та інших металевих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, здійснюється шляхом створення електричного контакту їх із контуром заземлення підстанції.

Огородження КТПБ 35-110 кВ виконується із металевих сітчастих панелей. У місцях можливого проїзду встановлюються знімні ланки або ворота.

На рис. 11.8 наведена КТПБ-35/10 кВ з двома силовими трансформаторами 4 потужністю 6300 кВА. Схема цієї підстанції наведена на рис. 11.4. Підстанція складається з силових трансформаторів, відкритої розподільної установки напругою 35 кВ (ВРУ–35 кВ), закритої розподільної установки напругою 10 кВ (ЗРУ–10 кВ) та струмопроводів, які постачаються в зібраному або підготовленому для збирання вигляді. Сторона підстанції напругою 35 кВ комплектується вакуумними вимикачами, а для приєднання повітряної лінії напругою 35 кВ застосовано безпортальний підвід лінії.

ВРУ–35 кВ складається з двох блоків уводу, блоку секційного вимикача, двох блоків трансформаторів напруги 35 кВ та обмежувачів перенапруг та блоків ліній 35 кВ.

На рис. 11.8 наведений розріз ВРУ–35 кВ по одному з його уводів. Увід містить таке обладнання:
- блок прийому 1;
- блок вимикача з роз’єднувачами та трансформаторами струму 2 (рис. 11.9);
- блок вимикача з роз’єднувачем та обмежувачами перенапруг (ОПН) 3;
- силовий трансформатор 4.

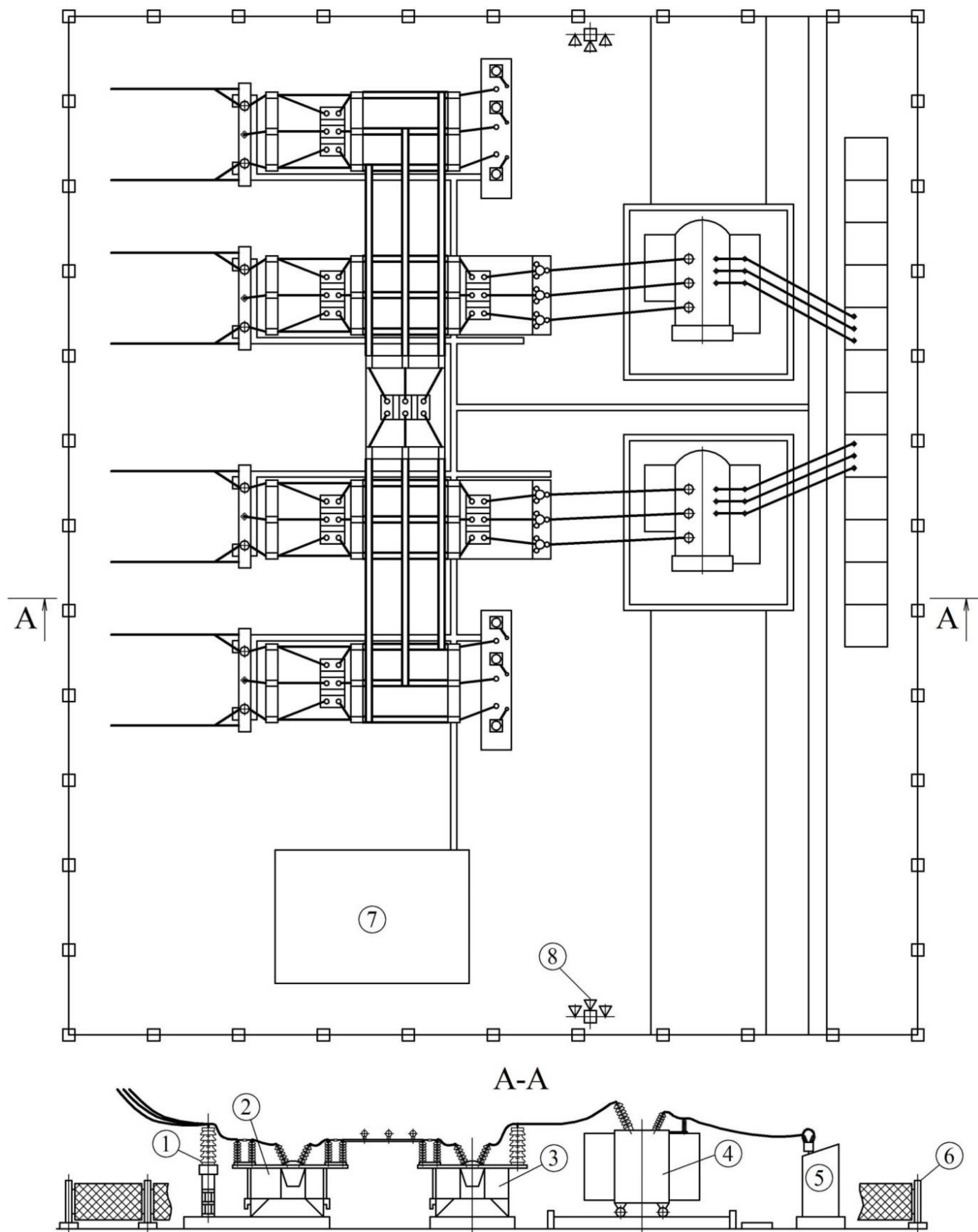


Рис. 11.8 Комплектна блочна трансформаторна підстанція КТПБ–35/10 кВ

В ЗРУ–10 кВ застосовані комплектні розподільні установки зовнішнього розташування (КРУЗ) серії КРЗ–10 (5) з вакуумними вимикачами **(рис. 11.8).**

Апаратура релейного захисту, керування, сигналізації та автоматики ВРУ–35 кВ, допоміжних кіл загальнопідстанційного призначення розміщення в релейних шафах внутрішньої установки, які монтуються в приміщенні підстанційного пункту управління 7. Крім того, в ЗРУ – 10 кВ встановлюються сухі трансформатори власних потреб (ТВП). Для запобігання проникненню на підстанцію сторонніх осіб або тварин її територія огорожена огорожею 6, а для освітлення території підстанції в нічний час передбачається використання установок прожекторного освітлення 8**.**

Блок вимикача з роз’єднувачами та трансформаторами струму – це металева конструкція 8 (рис. 11.9), на якій змонтовані вимикач 2, шинний 3 та лінійний 4 роз’єднувачі та трансформатори струму 6, який з’єднується з роз’єднувачем 4 жорсткою шиною закріпленою на ізоляторі 5. Збірки затискачів кіл управління та захисту, запобіжники електромагнітів привода вимикача розташовані у шафі 7. Роз’єднувачі 3 та 4 керуються ручними приводами (на рис. 11.9 показаний привод 1 шинного роз’єднувача 3). Вимикач 2 та роз’єднувачі 3 та 4 зблоковані між собою для запобігання невірних операцій. Блок з колонковим вимикачем наведений на рис. 11.10. На рамі 5 змонтовані вимикач 3, шинний 1 та лінійний 4 роз’єднувачі та трансформатори струму2 з литою ізоляцією.

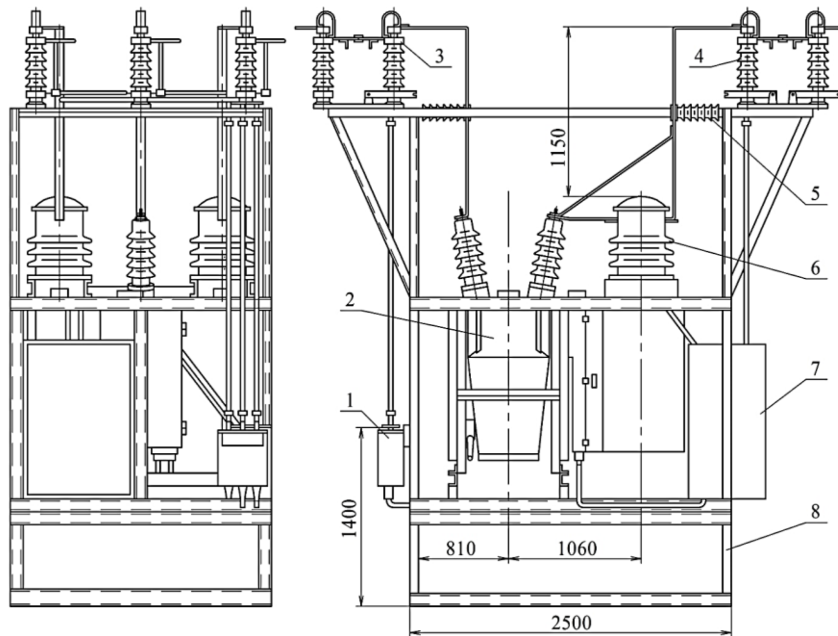


Рис. 11.9 Блок лінії 35 кВ з вимикачем ВВС–35

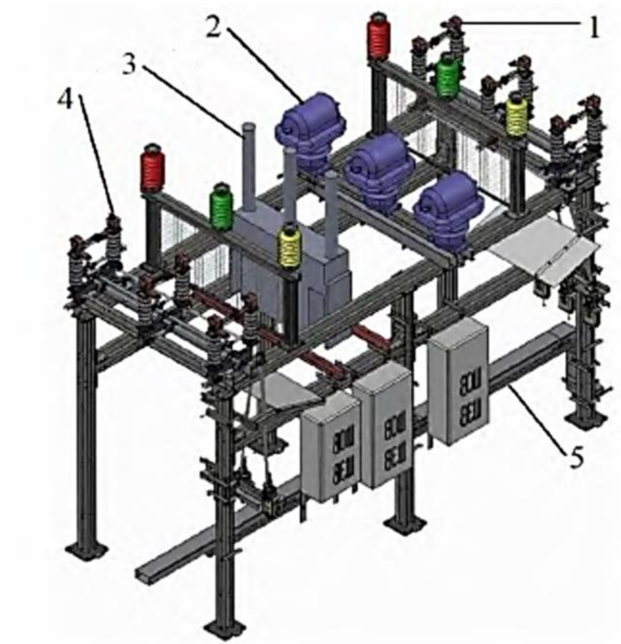


Рис. 11.10 Загальний вигляд блока лінії 35 кВ з вимикачем ВБ4-П-35 У1

Проміжна комплектна трансформаторна підстанція блочного типу напругою 110/10 кВ (рис. 11.11) складається з двох розподільних установок (РУ): відкритої розподільної установки напругою 110 кВ (ВРУ–110 кВ) та закритого розподільного пристрою напругою 10 кВ (ЗРУ–10 кВ) з застосуванням в ВРУ–110 кВ елегазових вимикачів. Схема цієї підстанції наведена на рис.11.5.

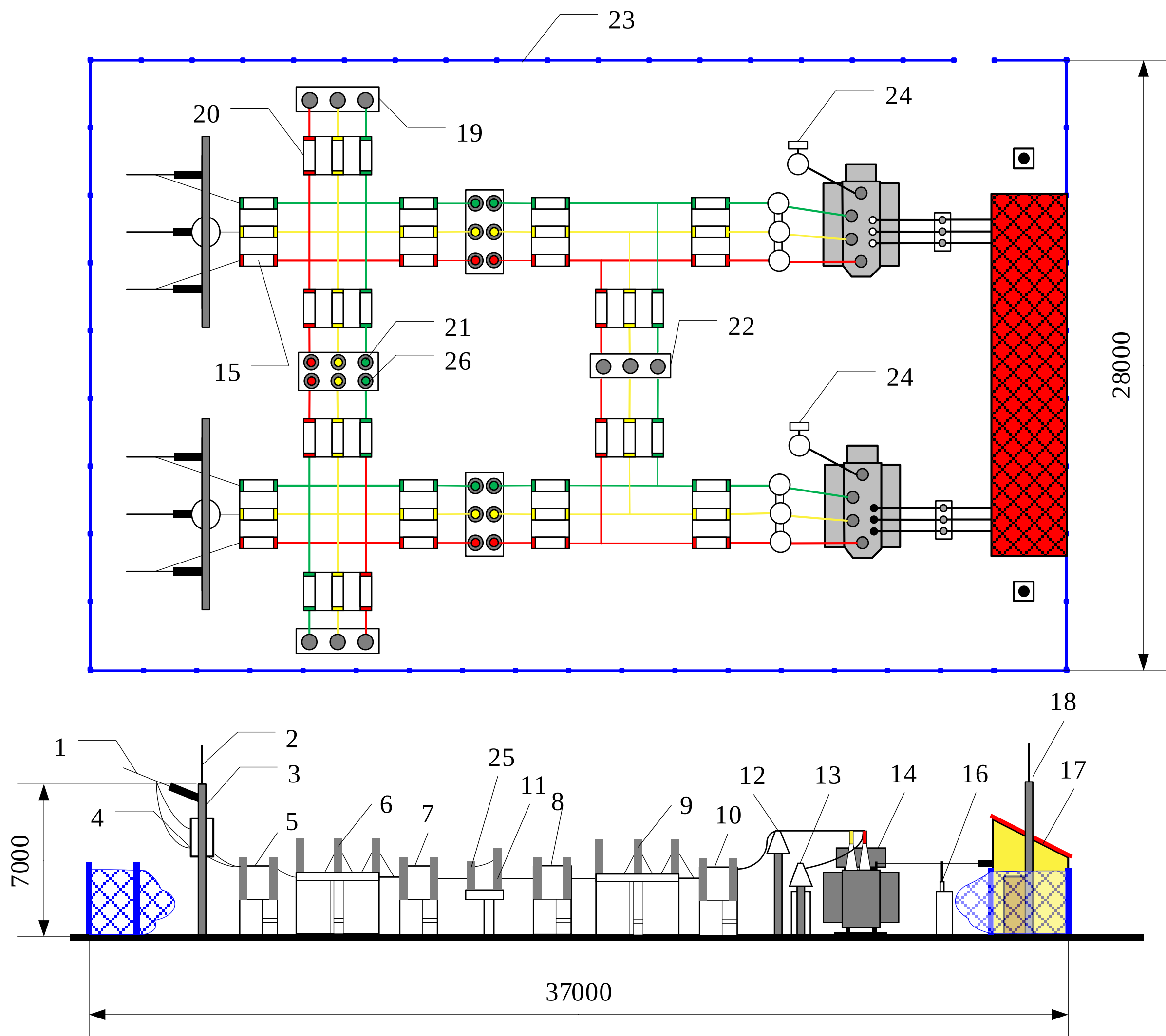


Рис. 11.11 Проміжна КТПБ–110/10 кВ

ВРУ–110 кВ складається з двох уводів з лінійними роз’єднувачами 5, 15, робочої та ремонтної перемичок з ошиновкою з алюмінієвих шин. На ремонтній перемичці, яка з’єднує обидва уводи, встановлені роз’єднувачі 9 та трансформатори струму 22. Вимикач 21 робочої перемички з двох боків має роз’єднувачі 6, які забезпечують безпеку при його ремонті. Роз’єднувачі робочої та ремонтної перемичок встановлюються на металевих рамах на висоті, яка не потребує огородження. Аналогічно встановлюються трансформатори напруги 19, роз’єднувачі 20 та роз’єднувачі 5,8,10 сторони вищої напруги (ВН) силових трансформаторів 14. Обмежувачі перенапруг 12 встанолюються також на металевих рамах на висоті, яка не потребує огородження, а обмежувач перенапруг нейтралі трансформатора 13 та заземлювач нетралі трансформатора 24 встановлюється на низьких опорних конструкціях і тому огороджуються.

Вимикачі 11 та 21 створюють єдиний блок з трансформаторами струму 25 та 26 і розташовуються на оцинкованій металевій конструкції. Для захисту ВРУ–110 кВ від прямих ударів блискавки передбачається застосування блискавковідводів 2 та 18, які

монтуються відповідно на приймальних порталах 3 та біля споруди ЗРУ–10 кВ (17). Крім того, на приймальних порталах 3 монтуються високочастотні загороджувачі 4, які не пропускають високочастотні струми зв'язку за межі лінії 1. Два двохобмоточних силових трансформатора 14 потужністю 16000 кВА кожний знижують напругу, яку одержують від ВРУ–110 кВ до 10 кВ, після чого живлення подається в ЗРУ–10 кВ (17).

В ЗРУ–10 кВ (17) застосовані комплектні розподільні установки внутрішнього розташування з вакуумними вимикачами. Комплектні пристрої релейного захисту, автоматики і керування розташовані в споруді ЗРУ–10 кВ разом з джерелами резервного живлення. На підстанції передбачено встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП) (16) потужністю 100 кВА кожний, які живлять шафи власних потреб, що розташовані в споруді ЗРУ–10 кВ. Підстанція має огородження 23. Нижче наведено приклади декількох блоків РУ – 110 кВ.

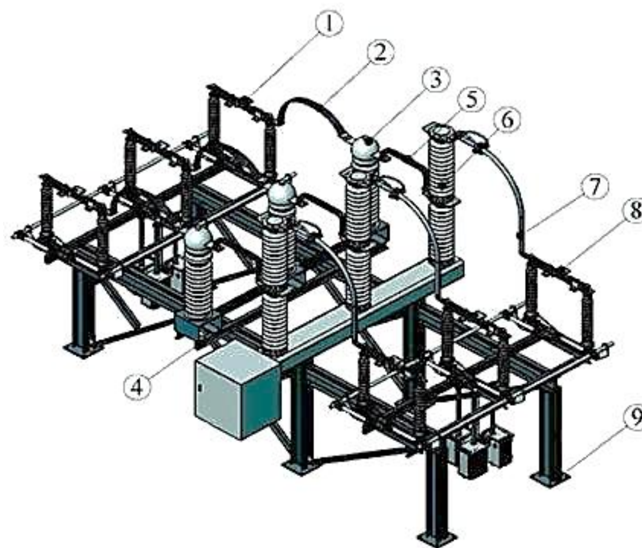


Рис. 11.12 Блок робочої перемички:
1 - роз'єднувач триполюсний; 2 – гнучкий зв'язок; 3 – трансформатор струму 4 – цоколь ТС; 5 - гнучкий зв'язок; 6 – вимикач колонковий; 7 – жорсткий спуск; 8 - роз'єднувач триполюсний 9 – металева конструкція.

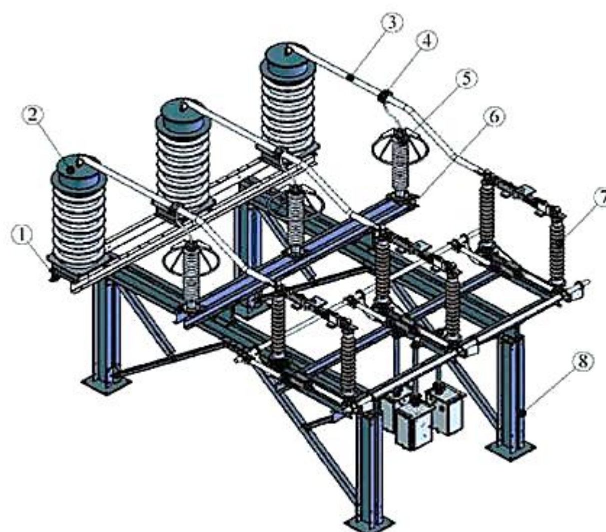


Рис. 11.13 Блок трансформаторів напруги:
1 - цоколь ТН; 2 - трансформатор напруги; 3 - шина жорстка; 4 -затискач апаратний; 5 – ОПН; 6 - цоколь ОПН; 7 - роз'єднувач триполюсний; 8 - металева конструкція.

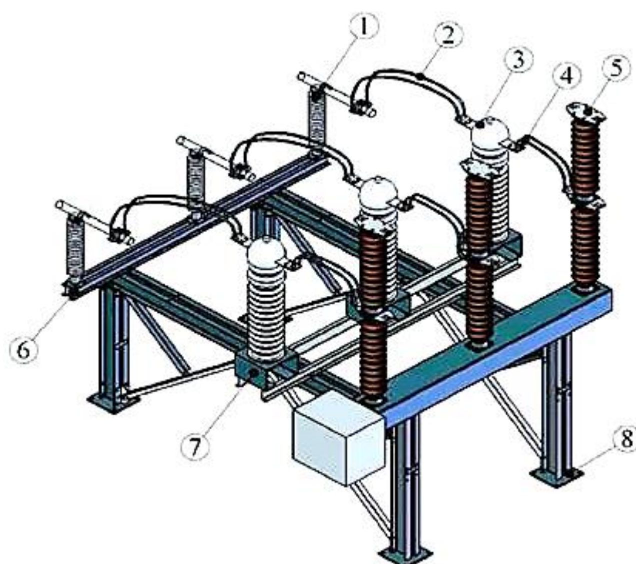


Рис. 11.14 Блок ізолятор, трансформатори струму, вимикач:
1 – ізолятор опорний; 2 – гнучкий зв’язок; 3 – трансформатори струму; 4 - гнучкий зв’язок; 5 – вимикач колонковий; 6 - цоколь ізолятора; 7 - цоколь ТС; 8 - металева конструкція.

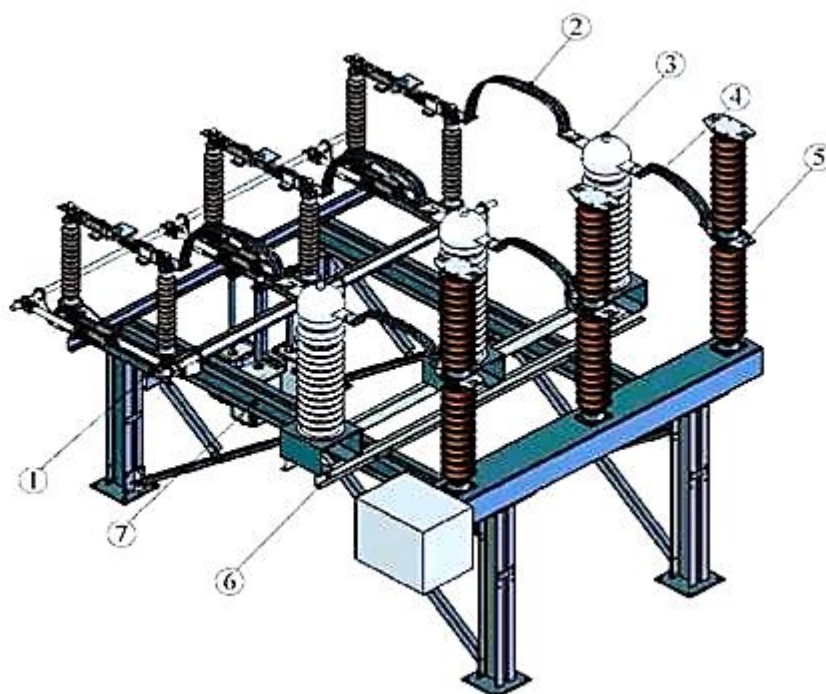


Рис. 11.15 Блок роз’єднувач, трансформатори струму, вимикач:
1 - роз’єднувач триполюсний; 2 – гнучкий зв’язок; 3 – трансформатори струму; 4 - гнучкий зв’язок; 5 – вимикач колонковий; 6 - цоколь ТС; 7 - металева конструкція.

11.4 ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Електростанції протягом доби, місяця й року виробляють неоднакову кількість електроенергії внаслідок зміни споживаної потужності приєднаними приймачами електроенергії. Це пояснюється тим, що процес виробництва й споживання електроенергії здійснюється одночасно, і електростанції в будь-який момент часу

виробляють рівно стільки електроенергії, скільки її потрібно для живлення електроспоживачів. Вироблену й спожиту електроенергію за певний відрізок часу прийнято зображувати графіками, які одержали назву графіків навантажень електростанцій, підстанцій, споживачів. Графіки навантажень показують зміну навантаження в часі. Їх будують у прямокутних, координатах; по осі абсцис відкладають час у годинах, хвилинах або інших одиницях часу залежно від необхідної точності, а по осі ординат - потужність. Графік навантаження може бути побудований для одного споживача або групи споживачів з однаковим режимом роботи. Для кожного підприємства з декількома споживачами, що мають різні графіки навантажень, сумарний графік навантаження будують накладенням одного графіка на інший і додаванням ординат, віднесених до того самого часу. Аналогічно будують графіки навантажень для підстанцій, електростанцій та енергосистеми. Графік, у якому враховані втрати енергії в електричній мережі від шин електростанції або підстанції до споживачів, буде представляти графік навантаження на шинах джерела енергії. Графіки підрозділяють: по характеру потужності (графіки активних, реактивних навантажень, тривалості (добові, місячні й річні); сезонні (зимові й літні, весняні й осінні), по місцю навантажень (графік споживача, підстанції, мережного району, електростанції, енергосистеми). Найменування графіка може відображати одночасно незначну кількість його ознак, наприклад: зимовий добовий графік активних навантажень підстанції. У практиці найбільше поширення одержали добові й річні графіки.

Добовий графік активних навантажень (рис. 11.16) східчастої форми будують у такий спосіб. У процесі експлуатації електроустановки черговий по електроустановці через певні інтервали часу (1 год. або 30 хв. залежно від необхідної точності графіка) записує показання електровимірювальних приладів (ватметрів, лічильників) у добову відомість; потім на графіку наносить точки потужностей, що відповідають моментам часу запису в добовій відомості, і з'єднуює їх прямими лініями. При цьому вважають навантаження незмінні в інтервалі між суміжними вимірами. Наприклад, зробивши вимір потужності в 00 год., рівний 400 кВт, вважають, що ця потужність незмінна до нового виміру, зробленого в 01 год., і проводять на графіку горизонтальну лінію. В 01 год. потужність виявилася рівною 300 кВт — проводять горизонтальну лінію 2 в інтервалі від 1 до 2 год.; аналогічно проводять лінії 3,4,5 і т.д. З'єднуючи горизонтальні відрізки ліній навантажень для всіх інтервалів часу вертикальними лініями, одержують ступінчастий графік навантаження.

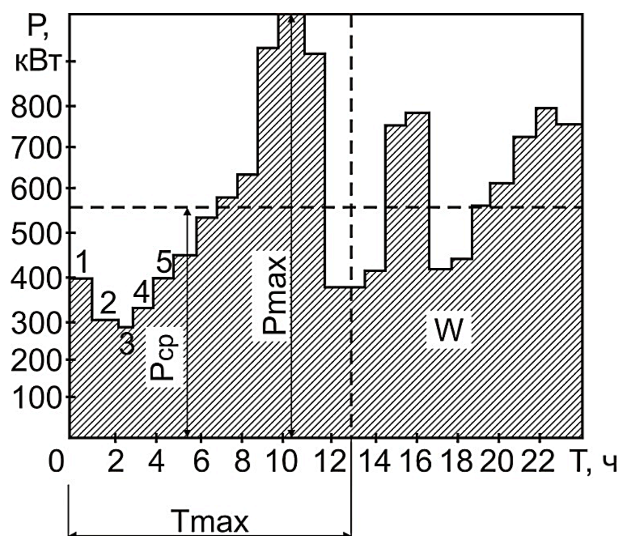


Рис. 11.16 Добовий графік активних навантажень

Площа графіка в певному масштабі виражає витрату або споживання енергії W за добу (у кВт·год). З добового графіка навантаження можна встановити найбільшу потужність P_{max}, час і тривалість її споживання (у практиці називають години «пік» навантаження). Це важливо знати для електроустановки, що живить декілька споживачів. Якби не складалися графіки навантажень споживачів при проектуванні й експлуатації електроустановки, то при одночасному збігу максимумів різних споживачів установлена потужність могла б виявитися недостатньою. Завищення потужності електроустановки приводить до її подорожчання й неповного використання встановленого на ній устаткування. Найкраще використання встановленого електрообладнання електроустановки дає рівномірний графік.

На підставі добового графіка навантаження можна визначити час включення й відключення устаткування, а також середньодобове навантаження електроустановки:

$$P_{сер.доб} = \frac{W_{доб}}{T_{доб}} = \sum_{0}^{T_{доб}} \frac{Pt}{T_{доб}}, \qquad (11.1)$$

де W - добове споживання електроенергії, рівне площі добового графіка, кВт·год, за час $T_{доб}$= 24 год;

t- число годин роботи протягом доби з навантаженням P.

Річний графік навантаження відбиває режим роботи електроустановки протягом року. Широкі практичні застосування одержав річний графік по тривалості. Він показує, скільки годин у році працює електроустановка з відповідною потужністю. Наприклад, із загального числа годин у році $T_{річ}$ = 8760 год. електроустановка працює 3000 год. під навантаженням 2000 кВт, 1500 год. — 1800 кВт, 1500 год. — 1500 кВт й 2760 год. — 1000 кВт. За графіком по тривалості визначають величину електроенергії, перероблену підстанцією. При встановленні графіків навантажень електроустановок, що проектуються, використовують так звані типові добові графіки навантажень (рис. 11.12).

Вони отримані на підставі тривалого досвіду експлуатації й проектування електроустановок різних видів і груп споживачів. Як приклад на рис. 11.12 наведені типові добові графіки навантажень споживачів. У цих графіках по осі абсцис відкладений час у годинах, а по осі ординат - навантаження у відсотках від найбільшого навантаження споживача, прийнятого за 100%. Знаючи розрахункову найбільшу потужність споживача, неважко побудувати його добовий графік навантаження шляхом множення розрахункової найбільшої потужності на відповідний відсоток від найбільшого навантаження для кожного моменту часу типового графіка. При користуванні типовими добовими графіками можливе внесення деяких коректив, що враховують особливість роботи конкретного підприємства, як то: тривалість і час зміни, число змін, час обідньої перерви.

11.5 КОЕФІЦІЄНТИ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Режим роботи електроустановок за деякий період часу (доба, рік) характеризується наступними величинами.

Коефіцієнт навантаження, або коефіцієнт заповнення графіка, представляє відношення середньої потужності до найбільшого за той самий розглянутий період часу:

$$к_{нав} = \frac{P_{сер}}{P_{max}} = \frac{P_{сер} \cdot T}{P_{max} \cdot T} = \frac{W}{P_{max} \cdot T}, \qquad (11.2)$$

де W— спожита кількість електроенергії за час T(доба, рік), кВт·год.

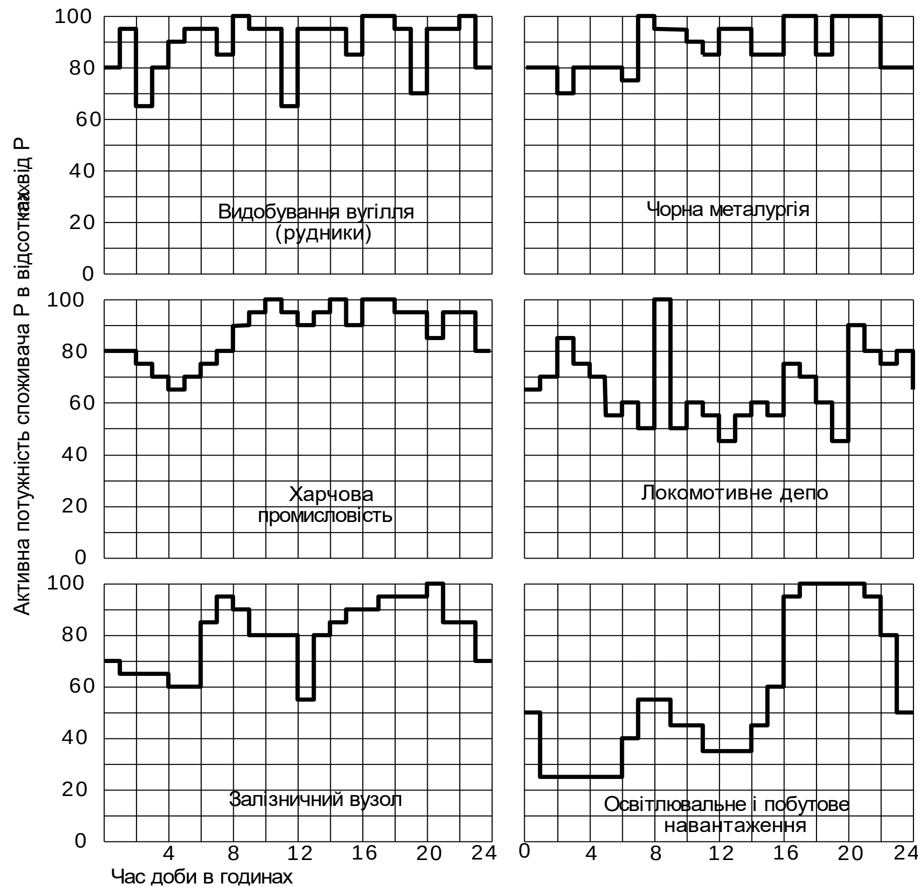


Рис. 11.12 Типові добові графіки для зими

Коефіцієнт навантаження показує, яку частину становить дійсно спожита кількість електроенергії за розглянутий період часу від тієї кількості електроенергії, що була б спожита установкою за той же час, якби вона увесь час працювала з найбільшим навантаженням. Звичайно $к_{нав}$<1. При $к_{нав}$=1 графік навантаження мав би вигляд прямої, паралельної вісі абсцис.

Тривалість використання найбільшої активної потужності T_{max} показує, скільки годин за розглянутий період часу (доба, рік) повинна була б працювати установка з незмінним найбільшим навантаженням P_{max}, щоб спожити дійсно спожиту за цей період часу кількість електроенергії W:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}. \tag{11.3}$$

Для добових графіків T_{max} дорівнює основі прямокутника з висотою P_{max}, площа якого дорівнює W, тобто площі дійсного графіка навантаження. На підставі формул (11.2) та (11.3) можна написати $W = к_{нав}{\cdot}T{\cdot}P_{max}= T_{max}P_{max}$, звідки $T_{max}= к_{нав}{\cdot}T$, тобто $T_{max} \le T$, тому що $к_{нав} \le 1$. Для великих енергосистем, що живлять головним чином промислове навантаження, тривалість використання найбільшої потужності за графіком T_{pmax}коливається від 4000 до 7000 год. у рік ($к_{нав}$=0,454÷0,80). Для підстанцій з переважним освітлювальним навантаженням T_{pmax}= 2000÷4000 год. у рік.

Коефіцієнт використання встановленої потужності характеризує ступінь використання встановленої потужності на підстанціях:

$$\kappa_{вст} = \frac{P_{сер}}{P_{вст}} = \frac{W}{T \cdot P_{max}}, \qquad (11.4)$$

де $P_{вст}$ — встановлена сумарна потужність трансформаторів підстанції (включаючи резервні), кВт;

$P_{сер}$ — середня використовувана потужність трансформаторів підстанції, кВт. Звичайно

$$\kappa_{вст} \leq \kappa_{нав} \leq 1.$$

Коефіцієнт резерву показує ступінь резервування трансформаторів підстанцій:

$$\kappa_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}. \qquad (11.5)$$

Звичайно $\kappa_{рез} > 1$. Якщо $P_{вст} = P_{max}$, то це значить, що резерву потужності трансформаторів немає.

11.6 ВПЛИВ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ НА ПОТУЖНІСТЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СПОСОБИ ЙОГО ПІДВИЩЕННЯ

Генератори, трансформатори, а також лінії електропередачі розраховують по повній потужності, споживаної приймачами електроенергії. Як відомо, при одній і тій же споживаній активній потужності P величина повної потужності S залежить від значення cos φ:

$$S = P/cos\varphi. \qquad (11.6)$$

Із цієї формули видно, що при незмінній напрузі U і зменшуваному cos φ для передачі споживачеві однієї й тієї ж активної потужності P необхідно виробляти й передавати більшу кількість повної потужності. Це приводить (внаслідок зростання повного струму I і нагрівання їм струмоведучих частин генераторів і трансформаторів) до встановлення на електростанціях генераторів і трансформаторів необґрунтовано великої потужності.

Раціональне використання устаткування електричних станцій і підстанцій і пропускна здатність ЛЕП багато в чому залежать від коефіцієнта потужності електроустановок. Величина останнього для підстанцій споживачів повинна становити 0,92-0,95. Досягти зазначеної величини cosφ можна впорядкуванням технологічного процесу, при якому електроустаткування завантажується на номінальну потужність і холоста робота зведена до мінімуму. Якщо по технологічних умовах виробництва не вдається досягти $cos\varphi$ = 0,92-0,95, то необхідно застосовувати компенсуючі пристрої, у якості яких можуть бути використані синхронні компенсатори або батареї статичних конденсаторів. Відповідно до керівних вказівок по підвищенню коефіцієнта потужності в установках споживачів електроенергії вибір компенсуючого пристрою роблять на підставі техніко-економічних розрахунків. Однак, якщо потрібна потужність пристроїв, що компенсують, менше 5 тис. кВАр при напрузі 6 кВ й 10 тис. кВАр при напрузі 10 кВ, як компенсуючий пристрій приймають установку статичних конденсаторів без яких-небудь додаткових порівнянь із іншими способами компенсації.

Потрібна потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{ку} = P_{мах} \cdot (tg\varphi_{факт} - tg\varphi_{опт}) \cdot \alpha, \qquad (11.7)$$

де P_{max} — активна потужність споживача, кВт, що бере участь у максимумі енергосистеми протягом на півгодини відповідно до договірної умови з енергосистемою;

$tg\varphi_{факт}$ — фактичний тангенс споживача, що представляє відношення

Q_{max}/P_{max}(Q_{max} — реактивне навантаження споживача, що бере участь у максимумі енергосистеми при договірній потужності P_{max});

$tg\varphi_{опт}$— оптимальний тангенс, що відповідає відношенню Q_{max}/P_{max}($Q_{опт}$— оптимальна реактивна потужність для зазначеного в договорі значення P_{max});

α - розрахунковий коефіцієнт, рівний 0,85-0,9, що враховує можливість підвищення cosφ на діючих підприємствах за рахунок заходів без компенсуючих пристроїв.

Зацікавленість підприємств у компенсації реактивної потужності визначена правилами застосування шкали знижок із тарифу й надбавок до тарифу на електричну енергію. Для кожного підприємства задається оптимальне значення $tg\varphi_{опт}=Q_{опт}/P_{max}$ відповідно до технологічного процесу. Знижка й надбавка до тарифу на електроенергію визначаються залежно від відношення оптимального $tg\varphi_{опт}$ до фактичного $tg\varphi_{факт}$. Підрахунок споживаної реактивної потужності за даними півгодинного виміру визначається по формулі:

$$Q_{max}= [(W_2 — W_1)/0,5]\, K_I \cdot K_V, \qquad (11.8)$$

де $W_2 — W_1=W$ — різниця показань лічильника реактивної енергії за півгодини,

K_I и Kv — коефіцієнти трансформації ТС и ТН даного лічильника.

При $tg\varphi_{факт}>tg\varphi_{опт}$ споживач одержує відповідну знижку до тарифу, а при $tg\varphi_{факт}>tg\varphi_{опт}$ споживачу нараховується надбавка до тарифу (до 34%) за 1 кВт·г активної енергії.

Для компенсації реактивної потужності наша промисловість виготовляє масляні конденсатори на напругу від 220 до 11 тис. В потужністю від 4 до 10 кВАр в одному конденсаторі. Якщо необхідно мати більшу ємність, то конденсатори збирають у батареї. Конденсатори, як правило, включають за схемою «трикутника».

Конденсаторні батареї можуть бути підключені як з боку нижчої напруги до збірних шин або групових щитків, так і з боку вищої напруги підстанції. Реактивна потужність (у кВАр), створювана батареєю ємністю С, пропорційна квадрату напруги:

$$Q_G = 2\pi f C U^2 \cdot 10^{-3}, \qquad (11.9)$$

де C— ємність всіх конденсаторів батареї, мкФ;

U— лінійна напруга на затисках батареї, кВ;

f— частота струму, Гц.

З формули (11.9) видно, що батарея конденсаторів, яка підключена на стороні вищої напруги, буде створювати більшу реактивну потужність, ніж батарея такої ж ємності на стороні нижчої напруги, і, отже, вона може компенсувати більшу реактивну (індуктивну) потужність електроустановки. Однак при включенні конденсаторів з боку нижчої напруги (рис. 11.13, а) компенсується не тільки реактивна потужність приймачів енергії, що живляться від шин нижчої напруги, але й реактивна потужність трансформаторів, чим підвищується їхня активна потужність. При компенсації з боку вищої напруги (рис. 11.13, б) трансформатори не розвантажуються від реактивного навантаження споживачів.

Рішення про підключення конденсаторів на стороні вищої чи нижчої напруги трансформатора або на сторонах обох напруг приймають на підставі техніко-економічних розрахунків, у яких враховують ефективність використання потужності

трансформаторів, втрати енергії в розподільних мережах, витрати на придбання й експлуатацію конденсаторів і шаф для них, струмоведучих частин розподільних мереж, вимикаючої, вимірювальної й захисної апаратури. З метою зменшення витрат на апаратуру, що відключає, вимірювальні прилади, шафи й ін. потужність конденсаторної батареї, встановлюваної біля групового щитка 0,38-0,22 кВ, повинна бути не менш 30 кВАр.

Розміщення конденсаторів необхідно здійснювати так, щоб втрати енергії в розподільних мережах були найменшими.

Запасена енергія конденсаторів являє собою велику небезпеку для обслуговуючого персоналу. Тому при відключенні конденсаторів необхідно, щоб запасена в них енергія розряджалася автоматично без участі чергового персоналу на активний опір, приєднаний до батареї наглухо. Крім того, необхідно додатково розрядити кожну банку конденсатора за допомогою переносних розрядних опорів з ізолюючими рукоятками на відповідну напругу. Це робити потрібно тому, що може бути порушення електричного з'єднання конденсатора зі стаціонарним розрядним опором, внаслідок чого не відбудеться дійсного розряду конденсатора при включеному розрядному опорі. У цьому випадку при дотику людини до конденсатора розряд конденсатора відбудеться на нього з дуже важкими наслідками, аж до смертельного результату.

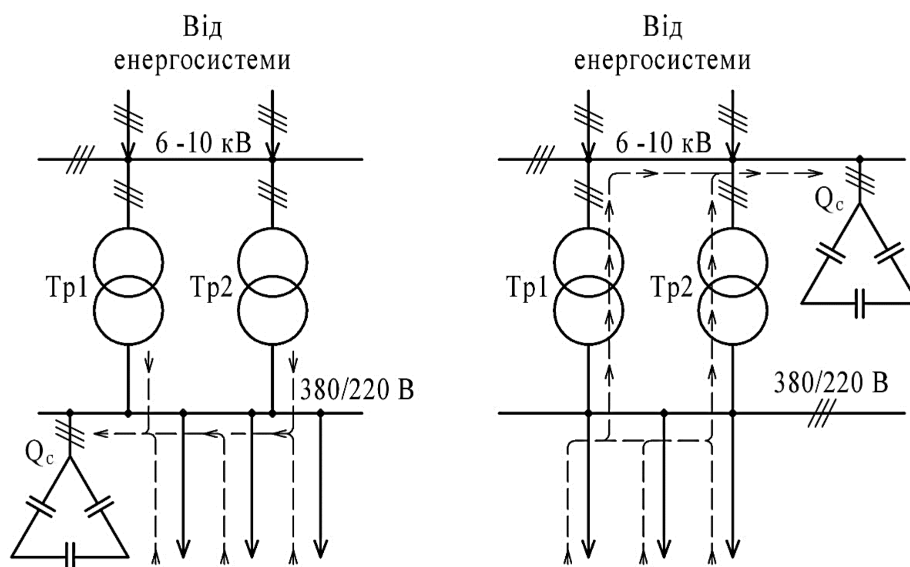


Рис. 11.13 Установка конденсаторів:
а) на стороні 0,38/0,22кВ, б) на стороні 6 – 10 кВ

11.7 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

11.7.1 Методи визначення електричних навантажень

Проєктування електропостачання підприємства виконують, як правило, у два етапи: стадія проектного завдання (або технічного проєкту) і стадія робочих креслень. На стадії проектного завдання розрахунок електричних навантажень виконують приблизно, наприклад, згідно з даними про сумарну встановлену потужність окремих споживачів (відділення цеху тощо). На стадії робочих креслень роблять остаточний уточнений розрахунок електричних навантажень із використанням конкретних даних про одиничні приймачі відділень, цехів тощо. Визначення розрахункових навантажень

виконують від нижчих до вищих щаблів системи електропостачання по окремих розрахункових вузлах у мережах напругою до й вище 1000 В [9].

Розрахунок електричних навантажень різних вузлів системи електропостачання виконують із метою вибору перерізів живильних і розподільних мереж напругою до й вище 1000 В, числа й потужності трансформаторів підстанцій, перерізів шин їхніх розподільних пристроїв, комутаційної й захисної апаратури.

Основні методи визначення найбільших розрахункових навантажень, застосовувані сьогодні у практиці проєктування, можуть бути розділені на дві основні групи:

1) метод, що визначає найбільше розрахункове навантаження P_{max} шляхом множення встановленої потужності споживача $P_{\text{вст}}$ на коефіцієнт попиту $\text{к}_{\text{п}} < 1$, тобто $P_{max} = P_{\text{вст}} \cdot \text{к}_{\text{п}}$;

2) методи, що визначають найбільше розрахункове навантаження або шляхом множення величини середнього навантаження $P_{\text{сер}}$ на коефіцієнт збільшення середнього навантаження $\text{к}_{\text{ун}} \geq 1$, тобто $P_{max} = P_{\text{вст}} \cdot \text{к}_{\text{ун}}$, або шляхом додавання до величини середнього навантаження якоїсь величини $\Delta_{\text{с}}$, що характеризує відхилення найбільшого навантаження від середнього, тобто $P_{max} = P_{\text{сер}} + \Delta_{\text{с}}$.

До першої групи відносять метод визначення розрахункового навантаження за встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту, котрий розглядається нижче докладно. Цей метод у порівнянні з методами другої групи, є наближеним і використовується в основному на стадії проектного завдання. Особливу групу складають методи визначення розрахункових навантажень за питомими показниками виробництва, а саме за питомою витратою електроенергії на одиницю продукції при заданому об'ємі продукції за визначений період та за питомою потужністю на одиницю виробничої площі. Дані за питомими показниками виробництва, накопичені на основі тривалого досвіду проєктування і експлуатації електроустановок різного призначення, наводяться в довідковій літературі.

11.7.2 Розрахунок потужності підстанції із вторинною напругою до 1000 В

Мета розрахунків – визначити найбільшу потужність на шинах проектованої електроустановки й побудувати для неї графік сумарного навантаження. На підставі цього графіка вибрати число й одиничну потужність трансформаторів.

Вихідні дані для розрахунку: встановлені потужності споживачів, коефіцієнти попиту й потужності, величина напруги, при якій живляться споживачі, й типові добові графіки навантажень окремих споживачів. Послідовність розрахунків: визначають найбільші активні потужності окремих споживачів; будують графіки активних навантажень окремих споживачів за обчисленим значенням їхніх найбільших потужностей і типових графіків; будують графік сумарного споживання й знаходять по ньому найбільшу сумарну активну потужність; знаходять повну найбільшу потужність споживачів на шинах електроустановки; вибирають число й одиничну потужність трансформаторів на підставі повної потужності й сумарного графіка навантаження.

Найбільша потужність споживача визначається за формулою:

$$P_{max} = P_{\text{вст}} \cdot \text{к}_{\text{п}}; \tag{11.10}$$

де $P_{\text{вст}}$– встановлена потужність споживача електроенергії, кВт;
$\text{к}_{\text{п}}$– коефіцієнт попиту.

Під установленою потужністю споживача необхідно розуміти суму номінальних потужностей приймачів енергії, узяту з їхніх технічних паспортів. Для електродвигунів це номінальна потужність $P_{ном}$ (кВт) на валу, що відповідає номінальному обертаючому

моменту $M_{ном}$ при повному навантаженні двигуна; для нагрівальних приладів — потужність при номінальній напрузі й струмі; для ламп розжарювання — потужність, зазначена на колбі або цоколі.

Коефіцієнт попиту враховує одночасність включення й завантаження устаткування, ККД устаткування й ККД мережі (втрати в мережі), тобто характеризує споживання потужності встановленими приймачами електроенергії в години максимального навантаження електроустановки. Так, важко припустити, щоб всі електродвигуни якого-небудь залізничного або іншого підприємства працювали з повним завантаженням і притому всі одночасно. Навіть такі споживачі, як вентилятори, електропечі, нагрівальні прилади, електролампи та їм подібні, працюючи з повним завантаженням, включаються неодночасно. Виключення представляє тільки зовнішнє освітлення міст, селищ, виробничих площ, що включається й відключається майже одночасно. Отже, коефіцієнт попиту показує, яку частину потужності від встановлених на підприємстві приймачів енергії повинна становити потужність підстанції.

Коефіцієнт попиту визначається за формулою

$$к_п = \frac{к_0 \cdot к_з}{\eta_{пр} \cdot \eta_з}; \quad (11.11)$$

де $к_0$– коефіцієнт одночасності, що показує, яка частина приймачів приєднана до мережі в момент найбільшого навантаження ($к_0 < 1$);

$\eta_{пр}$– к. к. д. приймача;

$\eta_з$– к. к. д. мереж напругою до 1000 В, від яких живляться приймачі;

$к_з$– коефіцієнт завантаження приймачів енергії ($к_з < 1$).

Коефіцієнти попиту, що приводять у довідковій літературі, даються для окремих видів електричного устаткування, розбитого на групи,— верстати, вентилятори, насоси, зварювальні апарати тощо і для об'єктів і споживачів у цілому — завод, фабрика, залізничний вузол, депо, цех, селище. Коефіцієнт попиту є величиною ймовірною й він тим достовірніше, чим більше устаткування на об'єкті або в цеху. Значення $к_п$ коливається від 0,15 до 0,75. При цьому чим більше приймачів енергії, тим менше $к_п$.

На основі найбільших потужностей споживачів і типових графіків будують графіки активних навантажень споживачів 1,2,3 (рис. 11.14) і графік сумарного споживання 4, як показано на рис. 9.12. Найбільше розрахункове активне навантаження $\sum P_{розрmax}$склалось не з найбільших навантажень окремих споживачів, а з навантаженьP_1, P_2, P_3, що є якоюсь частиною найбільших потужностей P_{max1}, P_{max2}.

Найбільша повна потужність на шинах підстанції (у кВ·А) представляє геометричну суму активних і реактивних потужностей з урахуванням різночасності максимумів навантажень споживачів:

$$S_{розрmax} = к_{р.м.} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{max}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{max}\right)^2}, \quad (11.12)$$

де P_{max}– найбільша потужність споживача, обчислена за формулою (11.10), кВт;

$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi$ – реактивна потужність споживача, що відповідає потужності P_{max},кВАр;

$к_{р.м.}$– коефіцієнт різночасності максимумів навантажень підстанції, яка розраховується, котрий представляє відношення найбільшої сумарної розрахункової активної потужності $\sum P_{розрmax}$, яка визначається за графіком сумарного активного

навантаження (рис. 11.14) до суми найбільших активних потужностей окремих споживачів $\sum P_{max}$, т.т.$к_{р.м.} = \sum P_{розрmax} / \sum P_{max}$, звідки $к_{р.м.} = 0{,}85 \div 1{,}0$.

При виборі одного трансформатора його номінальна потужність $S_{НТ}$повинна бути рівною або більше розрахункової, отриманої за формулою (11.12):

$$S_{НТ} \geq S_{розрmax}, \qquad (11.13)$$

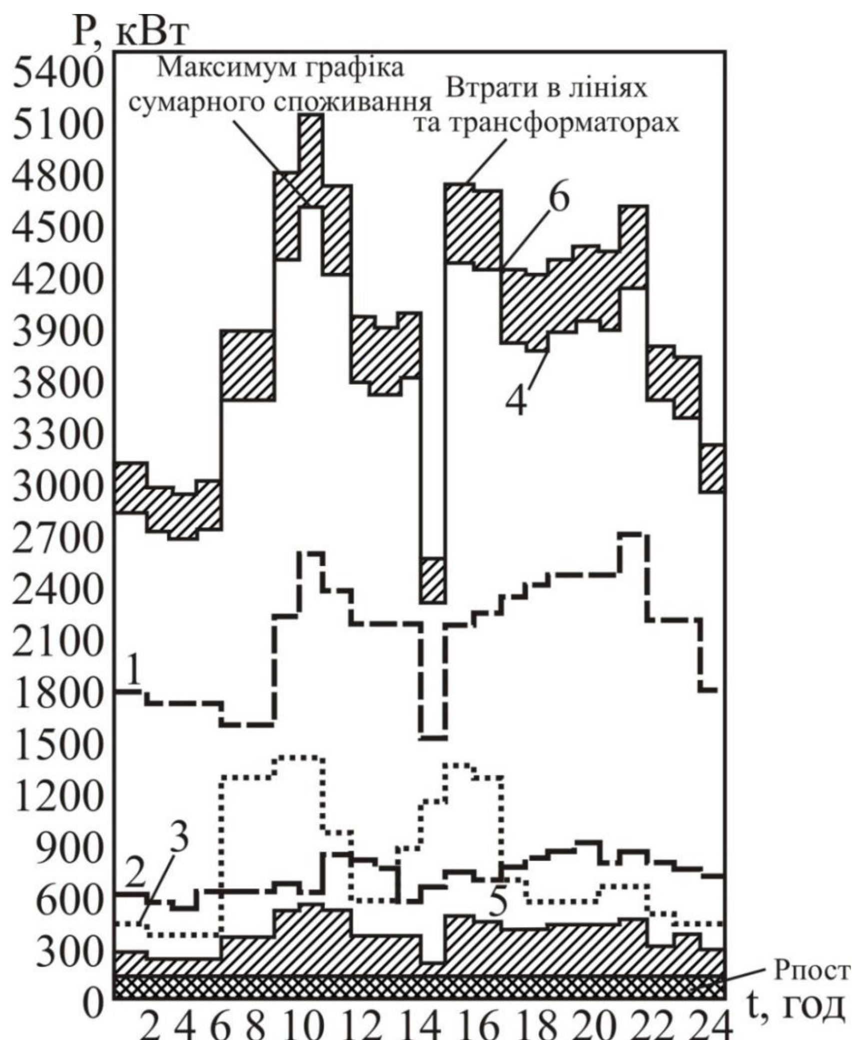


Рис. 11.14 Графік сумарного активного навантаження

При виборі двох паралельно працюючих трансформаторів необхідно, щоб

$$S_{НТ} \geq \frac{S_{розрmax}}{2}, \qquad (11.14)$$

Для живлення споживачів 1–ї категорії встановлюють, як правило, два трансформатори, з яких один є в роботі, а другий – у резерві. Їх вибирають відповідно до формули (11.13). Якщо двохтрансформаторна підстанція живить споживачів усіх категорій, то трансформатори вибирають за формулою (11.13) з урахуванням надійного електропостачання споживачів тільки 1–ої категорії при аварійному відключенні одного із трансформаторів. Споживачі 2–ої й 3–ої категорій на цей час відключаються. Тому формула (11.13) є орієнтовною при виборі трансформаторів, що живлять споживачів усіх категорій. Обрані трансформатори необхідно перевірити на забезпечення живлення споживачів 1–ої категорії в аварійному режимі, тобто:

$$S_{\text{НТ}} \geq \frac{S_{\text{розр}max}}{1,4 \cdot (n-1)}, \qquad (11.15)$$

де 1,4–коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора;
n–кількість трансформаторів, що встановлюються.

Із цього видно, що в нормальному режимі в роботі можуть перебувати один або два трансформатори залежно від величини навантаження.

Для споживачів 3–ої категорії вибирають один трансформатор. У випадку аварійного виходу з роботи трансформатора однотрансформаторної підстанції його заміняють пересувним. Потужність останнього не завжди може задовольняти умові (11.13). Тому для пересувних трансформаторів Правила [16] допускають аварійне перевантаження на 40% (див. формулу 11.15) під час максимуму загального добового навантаження тривалістю не більше 6 г протягом не більше п'яти діб. (Протягом п'яти діб ушкоджений трансформатор повинен бути відремонтований.) При цьому коефіцієнт навантаження добового графіка в умовах перевантаження трансформатора повинен бути не більше 0,75, тобто $к_{\text{нав}} = S_{\text{сер.доб}}/1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} \leq 0,75$. Ця ж умова може бути використана й при виборі трансформаторів двохтрансформаторної підстанції, що живить споживачів усіх категорій, на випадок виходу з роботи одного з них, щоб уникнути вибору трансформаторів завищеної потужності й знизити вартість підстанції.

Згідно з [16] при живленні від підстанції споживачів другої та третьої категорії рекомендується застосувати однотрансформаторні підстанції, номінальна потужність трансформаторів яких визначається за формулою:

$$S_{\text{НТ}} \geq (1,05 \div 1,1) \cdot S_{\text{розр}max} \qquad (11.16)$$

Якщо такі підстанції здійснюють взаємне резервування трансформаторів по лініях вторинної напруги, то номінальна потужність трансформаторів збільшується, тобто:

$$S_{\text{НТ}} \geq (1,25 \div 1,4) \cdot S_{\text{розр}max} \qquad (11.17)$$

При наявності споживачів першої категорії на підстанції встановлюють два та більше трансформаторів, номінальна потужність яких визначається за формулою (11.15).

Метод коефіцієнта максимуму. При невеликому числі приймачів (від чотирьох до декількох десятків) і їхній ритмічній роботі цей метод є основним; він базується на теорії ймовірностей і математичній статистиці. Припустимо, що деяка група електроприймачів із сумарною номінальною (встановленою) потужністю $P_{\text{ном}}$ складається з m підгруп ($k = 1, \ldots, m$) з однаковим режимом роботи (верстати, насоси тощо) і номінальними потужностями $P_{\text{ном}}$. Для кожної такої підгрупи приймачів існує найважливіший середньостатистичний показник – коефіцієнт використання активної потужності $к_{\text{в}} < 1$ за максимально навантажену зміну, що приводиться у довідниках. Використовуючи його, можна знайти відповідну середню потужність $P_{\text{сп}}$ данної підгрупи електроприймачів:

$$P_{\text{сп}} = к_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}}; \qquad (11.18)$$

Тоді середня потужність всієї групи приймачів:

$$P_{\text{сп}} = \sum_{1}^{m} P_{\text{сп}} = \sum_{1}^{m} к_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}}. \qquad (11.19)$$

Шукане розрахункове навантаження для максимально навантаженої зміни визначають за допомогою коефіцієнта максимуму$к_м > 1$:

$$P_р = к_м \cdot P_{сп};\qquad (11.20)$$

Коефіцієнт $к_м$ визначається за кривими (рис. 11.15) залежно від групового коефіцієнта використання:

$$к_в = \frac{P_{сп}}{P_{ном}}.\qquad (11.21)$$

і так званого ефективного числа $n_{еф}$ силових електроприймачів у групі.

Число $n_{еф}$ характеризує розкид номінальних потужностей окремих приймачів навколо середньої номінальної потужності. Якщо в мережі всі вони однакові, то $n_{еф} = n$. У противному випадку $n_{еф} < n,$ і відповідно до кривих (рис. 11.15) $к_м$ зростає; росте й величина $P_р$ відповідно до формули (11.20). Взаємна компенсація провалів і піків на індивідуальних графіках навантажень приймачів,що випадково накладаються, буде тим менше, чим більше різниця між їхніми номінальними потужностями. При однакових потужностях приймачів взаємна компенсація провалів і піків індивідуальних навантажень найбільш повна, сумарний графік найбільш рівний, розрахункове навантаження $P_р$ мінімальне.

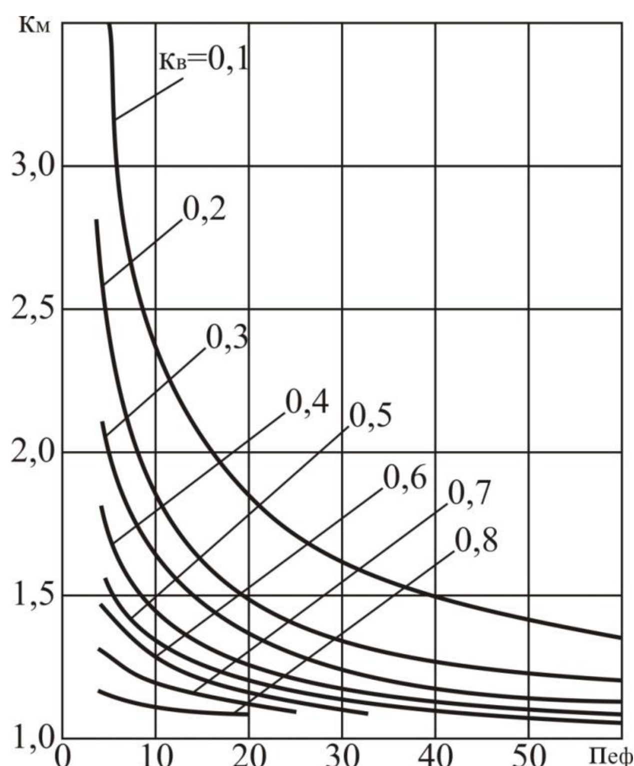


Рис. 11.15 Графік залежності коефіцієнта максимуму Км від коефіцієнта Кв та ефективної кількості електроприймачів nеф

Значення $n_{еф}$ визначають по допоміжним таблицям і кривим. На практиці часто користуються формулою

$$n_{еф} \cong \frac{2 \cdot P_{ном}}{P_{ном max}};\qquad (11.22)$$

де $P_{\text{ном}max}$– максимальна номінальна потужність електроприймача групи.
Якщо при цьому виявляється $n_{\text{еф}} > n$, приймають $n_{\text{еф}} = n$.

Розрахункова реактивна потужність

$$Q_{\text{р}} = (1{,}0 - 1{,}1) \cdot \text{к}_{\text{в}} \cdot Q_{\text{ном}}; \qquad (11.23)$$

де

$$Q_{\text{ном}} = \sum_{1}^{m} q_{\text{ном}} = \sum_{1}^{m} P_{\text{ном}} \cdot tg\varphi_{\text{ном}}. \qquad (11.24)$$

Номінальний коефіцієнт реактивної потужності $tg\varphi_{\text{ном}}$ для кожної підгрупи однорідних по режиму роботи приймачів беруть із довідника. Знаючи $P_{\text{р}}$ й $Q_{\text{р}}$, неважко знайти розрахунковий струм та його півгодинний максимум:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{{P_{\text{р}}}^2 + {Q_{\text{р}}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \qquad (11.25)$$

11.7.3 Розрахунок потужності підстанції із вторинною напругою вище 1000 В

Мета розрахунку, вихідні дані й послідовність розрахунку для підстанції із вторинною напругою вище 1000 В та ж, що й до 1000 В. Відмінність полягає в тому, що необхідно додатково враховувати втрати у високовольтних мережах, втрати в трансформаторах підстанцій, що живляться від розрахункової підстанції, і потужність трансформаторів власних потреб. При цьому втрати в трансформаторах підрозділяють на постійні $P_{\text{пост}}$ (втрати в сталі трансформаторів), що не залежать від їхнього навантаження, і змінні $P_{\text{зм}}$ (втрати в міді), що залежать від навантаження.

Постійні втрати приймають 1–2% від найбільшого сумарного навантаження $\sum P_{\text{розр}max}$ графіка сумарного споживання. Постійні втрати трансформаторів з достатнім ступенем точності вважають незмінними протягом доби незалежно від часу перебування трансформаторів у роботі. Змінні втрати в мережах напругою вище 1000В з обліком втрат в обмотках трансформаторів становлять 5–8% сумарного найбільшого навантаження $\sum P_{\text{розр}max}$ графіка сумарного споживання підстанції.

До графіка сумарного споживання 4 (рис. 11.14) додають потужність постійних і змінних втрат 5 й одержують графік сумарного навантаження 6 з обліком постійних і змінних втрат у лініях і трансформаторах.

Розрахунок потужності підстанції із вторинною напругою вище 1000 В доцільно вести використовуючи розрахункові схеми рис. 11.16.

Найбільша повна потужність споживачів на шинах 6–10 й 35 кВ підстанції А, що розраховується, з урахуванням постійних і змінних втрат у мережах і трансформаторах підстанцій Б та В визначається з достатнім ступенем точності за формулою:

$$S_{\text{розр}max} = \text{к}_{\text{р.м.}} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{зм}}}{100}\right) \sqrt{\left(\sum_{1}^{n} P_{max}\right)^2 + \left(\sum_{1}^{n} Q_{max}\right)^2}, \qquad (11.26)$$

де $P_{\text{пост}}$ та $P_{\text{зм}}$–постійні та змінні втрати; %, прийняті відповідно 1–2% та 5–8 %.

Максимальну повну потужність всіх споживачів можна визначити приблизно, використовуючи формулу (11.26), в якій:

$$\sum_{1}^{n} P_{max} = P_{max1} \cdot \text{к}_{\text{ум}1} + P_{max2} \cdot \text{к}_{\text{ум}2} + \dots + P_{maxn} \cdot \text{к}_{\text{ум}n};$$

$$\sum_{1}^{n} Q_{max} = Q_{max1} \cdot \text{к}_{\text{ум}1} \cdot tg\varphi_1 + Q_{max2} \cdot \text{к}_{\text{ум}2} \cdot tg\varphi_2 + \dots + Q_{maxn} \cdot \text{к}_{\text{ум}n} \cdot tg\varphi_n;$$

де P_{max} – максимальна потужність споживача, яка визначається за формулою (11.10);

$\text{к}_{\text{ум}}$ – коефіцієнт участі в максимумі, для споживачів залізничного транспорту та інших споживачів з нерівномірним графіком навантаження $\text{к}_{\text{ум}} = 0{,}75 \div 0{,}8$; для підприємств з механічним обладнанням, насосним устаткуванням та інших споживачів з безперервним технологічним процесом та з рівномірним графіком навантаження $\text{к}_{\text{ум}} \approx 0{,}9 \div 0{,}95$.

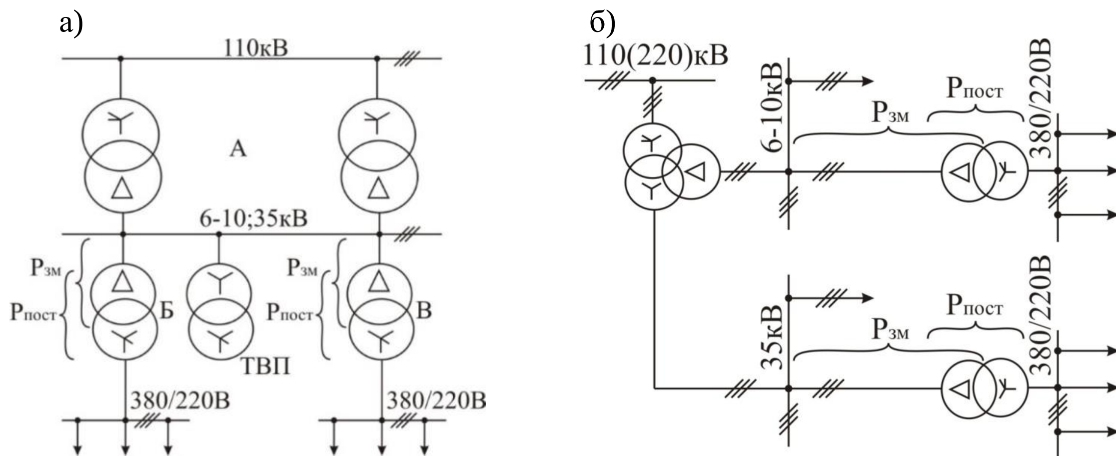


Рис. 11.16 Розрахункова схема для визначення потужності: а) двохобмоткових трансформаторів; б) триобмоткових трансформаторів

Найбільша повна потужність на шинах 6–10 й 35 кВ підстанції А (рис. 11.16, а) з урахуванням потужності трансформаторів власних потреб

$$S_{\text{розр}\,max\,\text{ш}} = S_{\text{розр}\,max} + S_{\text{номТВП}}; \qquad (11.27)$$

де $S_{\text{номТВП}}$ –потужність одного трансформатора власних потреб, кВ·А.

Потужність трансформаторів підстанції вибирається за значенням (11.27) відповідно до умов (11.13), (11.14) і (11.15).

Потужність підстанції із трьохобмоточними трансформаторами (рис. 11.16, б) визначають так: за формулою (11.26) роздільно обчислюють найбільші повні потужності споживачів $S_{\text{розр}\,max\,10}$ та $S_{\text{розр}\,max\,35}$, які живляться відповідно від шин 10 та 35 кВ; підсумовують, одержуючи навантаження на стороні 110 (220) кВ трансформатора:

$$S_{\text{розр}\,max\,110} = \left[\left(S_{\text{розр}\,max\,10} + S_{\text{номТВП}}\right) + S_{\text{розр}\,max\,35}\right] \cdot \text{к}'_{\text{р.м.}}; \qquad (11.28)$$

де $\text{к}'_{\text{р.м.}}$ – коефіцієнт, що враховує різночасність появи найбільших навантажень на стороні 10 й 35 кВ. Орієнтовно $\text{к}'_{\text{р.м.}} = 0{,}95 \div 0{,}98$.

Потужність трансформаторів підстанції вибирають за значенням (11.28) відповідно до умов ((11.13), (11.14) і (11.15).

Повна потужність підстанції визначається кількістю та потужністю силових трансформаторів, що встановлюються на підстанції та схемою живлення підстанції від системи [9].

Потужність кінцевої (тупикової) підстанції та підстанції на відгалуженнях (відпаєчної) підстанції визначається за формулою:

$$S_{\text{ТП}} = n \cdot S_{\text{НТ}}; \qquad (11.29)$$

де n – кількість трансформаторів;

$S_{\text{НТ}}$ – номінальна потужність вибраних трансформаторів, кВА.

Потужність прохідної підстанції, яка вмикається в розсічку живлячої мережі, визначається з урахуванням потужності транзиту електроенергії через підстанцію.

$$S_{\text{ТП}} = \left(n \cdot S_{\text{НТ}} + \sum S_{\text{транз}}\right) \cdot \text{к}''_{\text{р}}, \qquad (11.30)$$

де $\sum S_{\text{транз}}$ – сумарна потужність підстанцій, які живляться транзитом через РУ підстанції, що проектується;

$\text{к}''_{\text{р}}$ – коефіцієнт різночасності максимумів навантажень підстанції, що проектується, та суміжних підстанцій, які живляться транзитом через РУ підстанції, що проектується ($\text{к}''_{\text{р}} = 0{,}6 \div 0{,}8$).

Потужність на шинах вузлової підстанції напругою 35–220 кВ визначається з урахуванням транзиту за формулою (11.30)

11.8 РОЗРАХУНОК МАКСИМАЛЬНИХ РОБОЧИХ СТРУМІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Після вибору трансформаторів та розрахунку потужності підстанції можна розрахувати максимальні робочі струми на шинах та по приєднанням розподільних пристроїв, які необхідні для вибору струмовідних частин та електричного обладнання підстанції. Розрахункові формули наведені в табл. 11.1.

Таблиця 11.1 – Формули для розрахунку максимальних робочих струмів

Найменування приєднань	Розрахункові формули	Номер формули
Уводи вузлових та прохідних підстанцій	$I_{\text{роб}max} = \dfrac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	(11.31)
Уводи кінцевих підстанцій та підстанцій на відгалуженнях	$I_{\text{роб}max} = \dfrac{K_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	(11.32)
Збірні шини вузлових підстанцій та перемички прохідних підстанцій	$I_{\text{роб}max} = \dfrac{K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{рн}} \cdot S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	(11.33)
Первинні обмотки понижуючих трансформаторів (в тому числі трансформаторів власних потреб)	$I_{\text{роб}max} = \dfrac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном 1}}}$	(11.34)

Продовження табл. 11.1

Найменування приєднань	Розрахункові формули	Номер формули
Вторинні обмотки двохобмоточних понижуючих трансформаторів власних потреб)	$I_{\text{роб}max} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном 2}}}$	(11.35)
Вторинні обмотки середньої (СН) та нижчої (НН) напруги триобмоточного трансформатора	$I_{\text{роб}max} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном 2}}}$	(11.36)
Збірні шини вторинної напруги понижуючих трансформаторів	$I_{\text{роб}max} = \frac{K_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном 2}}}$	(11.37)
Живлячі лінії споживачів	$I_{\text{роб}max} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot cos\varphi}$	(11.38)

В табл. 11.1 прийняті наступні позначення:

$S_{\text{тп}}$ – максимальна повна потужність трансформаторної підстанції, кВА;

$S_{\text{нт}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

P_{max} – максимальна активна потужність споживача, кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на уводах, збірних шинах підстанцій та споживачів, кВ;

$U_{\text{ном 1}}$ та $U_{\text{ном 2}}$ – номінальні первинні та вторинні напруги трансформаторів, кВ;

$K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт перспективи розвитку підстанцій та споживачів, який дорівнює 1,3;

$K_{\text{пер}}$– коефіцієнт допустимого перевантаження трансформаторів, який дорівнює 1,4;

$K_{\text{рн}}$– коефіцієнт розподілення навантаження на шинах розподільного пристрою, який дорівнює 0,5÷0,7;

$cos\varphi$ – коефіцієнт потужності споживача.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Як класифікуються трансформаторні підстанції?
2. Як класифікуються схеми трансформаторних підстанцій?
3. Які основні елементи схем первинної комутації трансформаторних підстанцій?
4. Які основні елементи конструктивного виконання комплектних трансформаторних підстанцій?
5. Як визначається потужність трансформаторної підстанції?
7. Як визначаються електричні навантаження для підстанцій з вторинною напругою до та вище 1000 В?
8. Як визначаються максимальні робочі струми трансформаторних підстанцій?

РОЗДІЛ 12 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ЗАЛІЗНИЦЬ

12.1 ПРИЗНАЧЕННЯ, КЛАСИФІКАЦІЯ, СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ ТА ТИПИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Тягові підстанції (ТП) є одним з важливих пристроїв системи тягового електропостачання (СТЕ), тобто сукупності пристроїв, які використовуються для підведення електричної енергії до електрорухомого складу. Їх живлення виконується від системи зовнішнього електропостачання (СЗЕ), тобто сукупності пристроїв для вироблення, розподілу і передачі електричної енергії до понижуючих трансформаторів тягових підстанцій, а споживачем електроенергії, що перетворилася, є електрорухомий склад залізниці. Застосовуються також тягові підстанції для живлення міського електричного транспорту (МЕТ) та електропоїздів метрополітену.

Тягова підстанція (ТП) – електрична підстанція, яка призначена, в основному, для живлення транспортних засобів на електричній тязі через контактну мережу. Від тягової підстанції отримують живлення інші залізничні не тягові споживачі, а також деякі районні не залізничні споживачі.

Тягові підстанції класифікуються по:

- роду струму (системі електричної тяги) – підстанції залізничного транспорту 25 кВ (система тягового електропостачання змінного струму, в якій напруга 25 кВ подається в контактну мережу безпосередньо від вторинних обмоток понижуючих трансформаторів тягових підстанцій) або 2×25 кВ (система тягового електропостачання змінного струму, в якій напруга 25 кВ подається безпосередньо від вторинних обмоток понижуючих трансформаторів тягових підстанцій і від автотрансформаторів, розташованих на підстанційній зоні та підключених на напругу 50 кВ між контактною мережею і додатковим (живлячим) проводом), постійного струму 3,3 кВ (система тягового електропостачання постійного струму з номінальною напругою 3 кВ у контактній мережі), стикові (підстанції, які здійснюють живлення одночасно ділянок різного роду струмів та напруг, наприклад постійного та змінного струму);

- ролі та призначенню в електричній схемі живлячої енергосистеми – опорні (підстанції, які отримують живлення від мережі зовнішнього електропостачання по трьох і більше лініях електропередачі напругою 110, 150 або 220 кВ), проміжні (підстанції, які одержують живлення від мережі зовнішнього електропостачання між опорними підстанціями: на відпайках, яка одержує живлення по відгалуженнях від ліній електропередачі, і транзитна, яка увімкнена в розсічку однієї лінії електропередачі) та тупикові (підстанції, які одержують живлення по лініях електропередачі від шин іншої (тягової або районної) підстанції);

- суміщенню з іншими пристроями – суміщені з підстанціями енергосистеми, суміщені з черговими пунктами контактної мережі та чисто тягові підстанції (не суміщені);

- значенню живлячої напруги – 6, 10, 35, 110, 150 або 220 кВ;

- засобу керування – телемеханізовані та не телемеханізовані;

- засобу обслуговування – з постійним черговим персоналом, з чергуванням «на дому» та без чергового персоналу;

- типу обладнання та схем, що застосовуються – з вимикачами або відокремлювачами на боці живлячої напруги, з випрямлячами або інверторами (підстанції постійного струму), з оперативним постійним або змінним струмом тощо;

- конструктивному виконанню – закриті, з відкритими розподільними пристроями, комплектні (блочні або модульні), з цегляними, блочними, каркасно-панельними будівлями та контейнерні, з залізничною під'їзною колією або без неї, пересувні підстанції тощо.

Система тягового електропостачання охоплює тягові підстанції та тягову мережу (контактну та рейкову мережі, відсмоктуючі лінії). Тягові підстанції можуть отримувати живлення від електричних мереж напругою 6, 10, 35 кВ (підстанції постійного струму 3,3кВ), 110 або 220 кВ (підстанції постійного струму 3,3 кВ та змінного струму 27,5 та 2x25 кВ).

Електрична тяга відноситься до споживачів 1-ої категорії. Тому основною вимогою до тягових підстанцій є забезпечення надійної роботи устаткування та безперебійного електропостачання електрорухомого складу. Із цієї вимоги виходять при проєктуванні тягових підстанцій і ним керуються під час монтажу та експлуатації. Надійність роботи тягових підстанцій і безперебійність електропостачання тягових споживачів забезпечуються правильним вибором схеми живлення від електропостачальної системи, типу і потужності перетворювальних агрегатів, схеми та апаратури розподільних установок, системи резервування, системи захисту від можливих порушень нормального режиму, системи керування.

Відповідно до Правил [17] тягові підстанції повинні забезпечуватися, як правило, двостороннім живленням; радіальне живлення від одного джерела допускається по двохланцюговій лінії тільки однієї тягової підстанції. Джерелами живлення тягових підстанцій в Україні служать районні підстанції. Для цього тягові підстанції повинні мати, як правило, двостороннє живлення від двох підстанцій енергосистеми або по двох радіальних лініях від різних систем шин однієї підстанції енергосистеми, що має не менше двох джерел живлення. По двохланцюговій тупиковій повітряній лінії електропередачі (ПЛ) допускається живлення не більше однієї тягової підстанції.

При двохстороньому живленні підстанцій по одноланцюговій ПЛ кількість проміжних підстанцій (у тому числі підстанцій, які не живлять тягу), які включаються у розсічку ПЛ між опорними підстанціями, як правило, не повинно бути більше трьох (рис. 12.1).

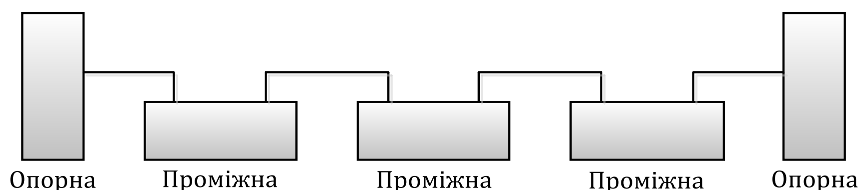


Рис. 12.1 Схема живлення тягових підстанцій по одноланцюговим ПЛ

Приєднання тягових підстанцій до одноланцюгової ПЛ на відгалуженнях не допускається.

Від двохланцюгової ПЛ (при підвішуванні обох ланцюгів на загальних опорах) із двостороннім живленням на ділянці між двома опорними підстанціями рекомендується забезпечувати живлення наступної кількості проміжних підстанцій (включаючи підстанції, які не живлять тягу):

- для ПЛ 220 кВ - не більше п'яти при електричній тязі як на постійному, так і на змінному струмі;
- для ПЛ 110 кВ - не більше п'яти при електричній тязі на постійному і трьох – на змінному струмі (рис. 12.2).

Від двох одноланцюгових ПЛ із двохстороннім живленням на ділянці між опорними підстанціями рекомендується забезпечувати живлення наступної кількості проміжних підстанцій (включаючи підстанції, що не живлять тягу), які приєднуються за схемою:

- для ПЛ 220 кВ - не більше п'яти при електричній тязі як на постійному, так і на змінному струмі;

- для ПЛ 110 кВ - не більше п'яти при електричній тязі на постійному і трьох на змінному струмі (рис. 12.3).

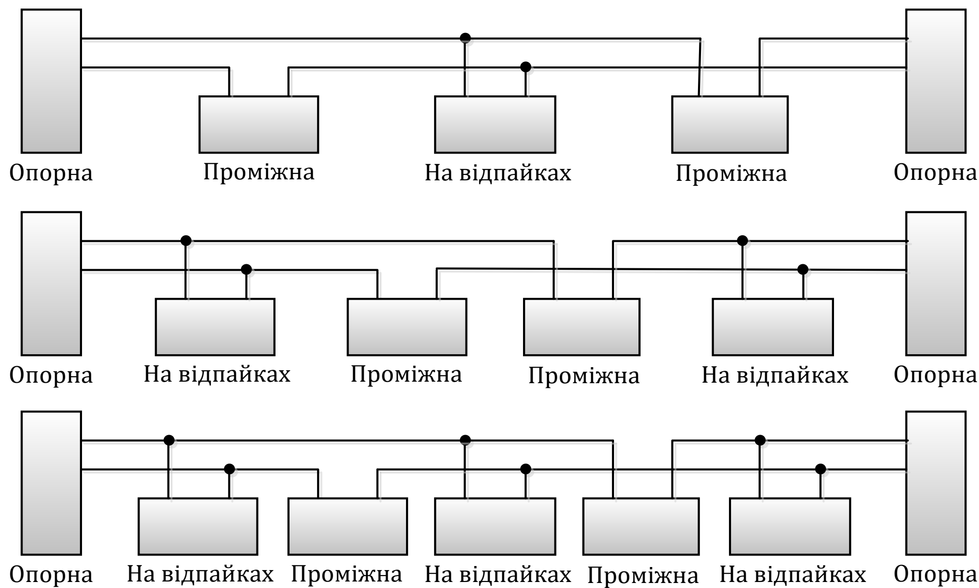


Рис. 12.2 Схема живлення тягових підстанцій по двом одноланцюговим ПЛ

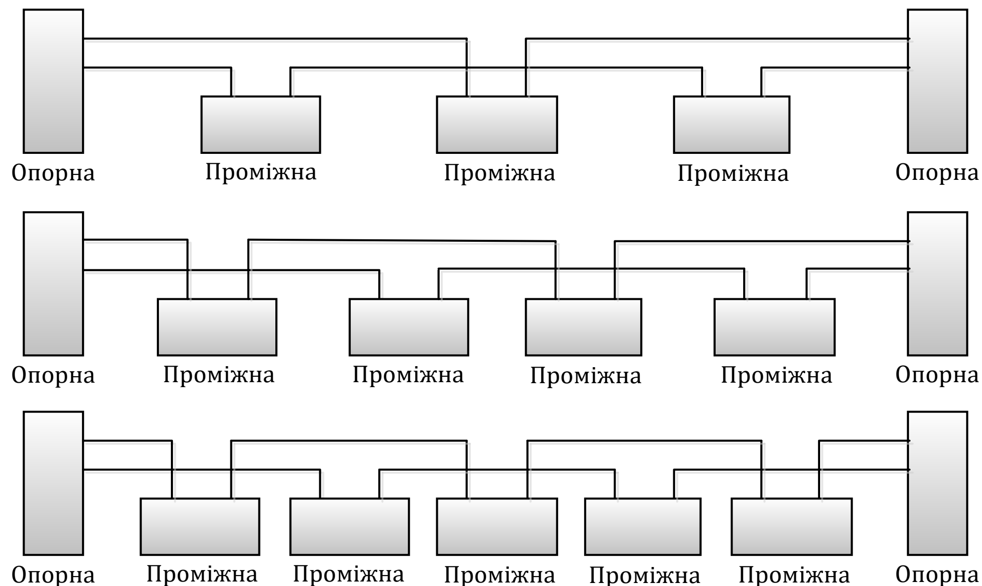


Рис. 12.3 Схема живлення тягових підстанцій по двохланцюговим ПЛ на загальних опорах

На слабозавантажених ділянках залізниць допускається забезпечення надійності живлення тягових підстанцій, як споживачів з електроприймачами категорії II: однобічне живлення тягових підстанцій, живлення тягових підстанцій від однієї лінії електропередачі, яка секціонується, за умови підключення суміжних підстанцій до різних секцій лінії, підключення підстанцій до живлячої лінії електропередачі відпайкою за допомогою одного вводу з вимикачем.

Тип та кількість проміжних тягових підстанцій між опорними, у тому числі при будівництві додаткових підстанцій, повинні бути погоджені з енергопостачальними організаціями.

Повітряні лінії електропередачі в ожеледних районах незалежно від прийнятих схем живлення тягових підстанцій повинні виконуватися на одноланцюгових опорах.

Тягові підстанції підрозділяють на підстанції **постійного і змінного струму**. Тягові підстанції постійного струму (рис. 12.4) розрізняють: по первинній напрузі – 6 або 10 кВ (ТП8), 35 кВ (ТП7), 110 або 220 кВ (ТП1–ТП5); по ролі та призначенню в електричній схемі живлячої енергосистеми – тупикові (ТП7–ТП8), проміжні, які підрозділяються на транзитні (ТП5) та відпайкові (ТП3) і опорні (ТП1). Опорні тягові підстанції служать для розподілу електроенергії, що надходить від електричної системи; від їхніх шин відходять лінії електропередачі в різних напрямках для живлення інших тягових підстанцій. Опорною вважається підстанція, до шин 110–220 кВ якої приєднується не менше трьох живлячих ліній електропередачі.

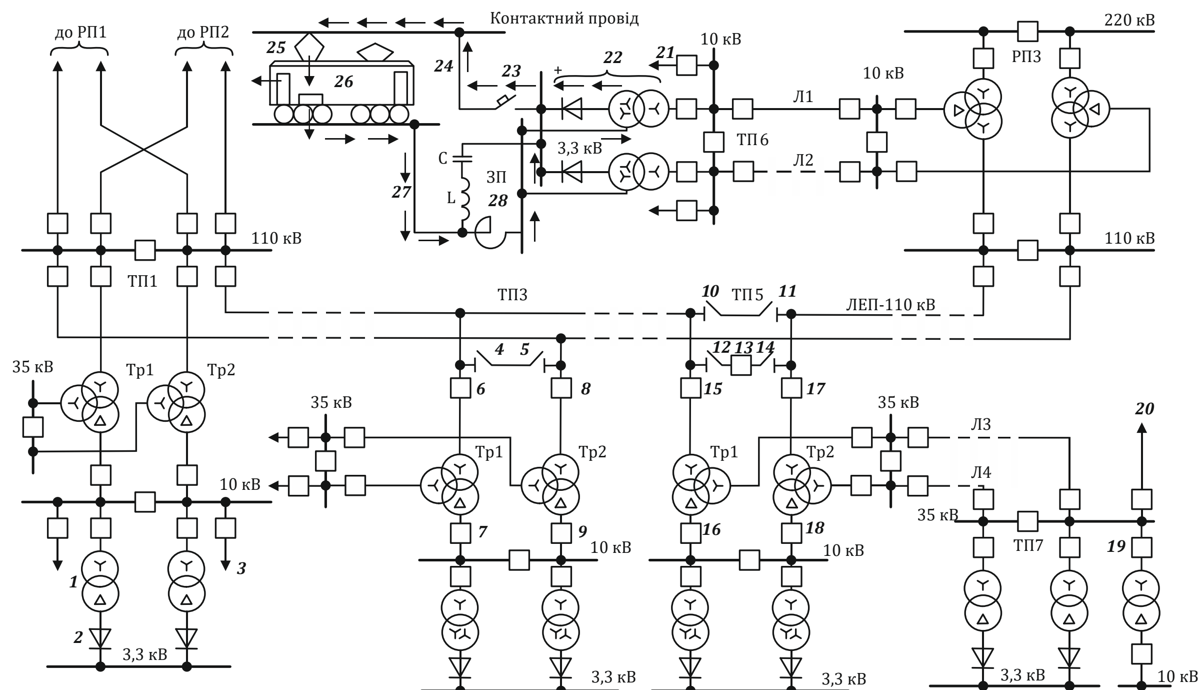


Рис.12.4 Спрощена схема живлення тяги та нетягових споживачів від ТП постійного струму

Виходячи із забезпечення надійності електропостачання проміжних тягових підстанцій, до двохланцюгової ЛЕП із двохстороннім живленням, дозволяється приєднувати при напрузі 220 кВ не більше п'яти тягових підстанцій як при електрифікації на постійному, так і на змінному струмі, включаючи підстанції для живлення не тягових споживачів, при напрузі 110 кВ – не більше п'яти при електрифікації на постійному та не більше трьох при електрифікації на змінному струмі.

Між двома підстанціями, включеними в розсічку ЛЕП–110 (220) кВ, може перебувати не більше однієї відпаєчної підстанції. При двохланцюговій ЛЕП, у якій обидва ланцюги підвішені на загальних опорах, застосовують приєднання проміжних підстанцій тільки в розсічку ЛЕП. У цьому випадку пошкодження навіть обох ланцюгів на якій-небудь ділянці ЛЕП не викличе випадання з роботи жодної підстанції після відключення ушкодженої ділянки. Підстанції на відпайках не мають цю властивість.

На підстанціях, включених у разсічку ЛЕП (ТП5), вимикач 13 і роз'єднувачі 12 та 14 нормально включені, а роз'єднувачі 10 та 11 відключені і включаються тільки на час виведення в ремонт вимикача 13. Вимикачі 6,8,15 і 17 призначені відокремлювати від ЛЕП ушкоджені трансформатори Тр1 і Тр2, вимикачі 7,9,16 і 18 – для відключення збірних шин 10 кВ при пошкодженні Тр1 або Тр2. Роз'єднувачі 4 та 5 нормально відключені і включаються, коли обидва трансформатори живляться від одного ланцюга ЛЕП. На підстанціях з первинною напругою 110 (220) кВ (ТП1) перетворювальні

агрегати, що складаються із трансформатора 1 й випрямляча 2, приєднують до шин 10 кВ. На підстанціях з первинною напругою 35 кВ (ТП7) перетворювальні агрегати приєднують до шин 35 кВ. Для підстанції ТП8, як приклад, показане коло випрямленого струму від перетворювального агрегату 22 через плюсову шину, швидкодіючий вимикач (ШВ) 23, що живить лінією 24, контактну мережу, струмоприймач 25 до двигуна 26 електровоза.

Струм через обмотки двигунів електровоза проходить у рейки та потім через лінію, що відсмоктує, 27, реактор 28 і мінусову шину до нульової точки трансформатора.

Тягові підстанції забезпечують електроенергією не тільки електричну тягу, але й залізничні нетягові споживачі (локомотивні та вагонні депо, майстерні, завантажувальні площадки, освітлення залізничних об'єктів, зв'язок й автоблокування тощо). Одночасно більшість тягових підстанцій живить прилягаючі промислові, комунальні та сільськогосподарські навантаження, здійснюючи тим самим функції районних підстанцій. Нетягові споживачі одержують живлення або від шин первинної напруги тягових підстанцій (20, 21 на ТП7 і ТП8) або від шин зниженої напруги (3 на ТП1).

Електрифікація залізниць на змінному струмі промислової частоти сьогодні є основною, внаслідок її простоти й значної економічності в порівнянні з електричною тягою на постійному струмі. Електрифікація на постійному струмі застосовується для завершення електрифікованих раніше напрямків і ділянок, що примикають до них.

Однією з переваг системи однофазного змінного струму промислової частоти є спрощення тягових підстанцій, які на таких ділянках мало чим відрізняються від районних або промислових трансформаторних підстанцій. Призначення тягових підстанцій змінного струму із частотою 50 Гц полягає в зниженні підведеної до них від енергопостачальної системи напруги 110 або 220 кВ до 27,5 кВ і розподілу енергії по зонах живлення тягової мережі. Експлуатовані, споруджувані і проектовані в Україні тягові підстанції змінного струму приєднують до електричних мереж 110 або 220 кВ енергосистем так, щоб забезпечувалася безперебійність їхнього живлення від зовнішнього енергопостачання. Для виконання цієї умови опорні тягові підстанції ТП1 (рис. 12.5), що представляють собою живильні центри для проміжних підстанцій, приєднують не менш ніж по трьох введеннях до районних підстанцій енергосистеми, а проміжні підстанції – від двохланцюгових ЛЕП–110 (220 кВ) у розсічку ЛЕП (ТП2) або на відпайці від ЛЕП за тим же принципом, як такого ж типу тягові підстанції постійного струму.

Відмінність полягає в тому, що до двохланцюгової ЛЕП–110 кВ між опорними або районними підстанціями дозволяється включати не більше трьох проміжних. На підстанціях будь-якого типу, за умови безперебійного живлення тяги й не тягових споживачів першої категорії при вимушених (аварійних) режимах, передбачається установка двох триобмоткових трансформаторів.

Однотрансформаторні підстанції будують порівняно рідко. Надійне й економічне рішення дає установка двохобмоткових трансформаторів (Тр1, Тр2) для потреб тяги на районній підстанції РП2, якщо вона розташована на невеликій відстані від залізниці.При зіставленні РП–110 (220) кВ проміжних транзитних тягових підстанцій постійного струму й тягових підстанцій змінного струму видно, що вони зовсім однакові. Трансформатори Тр1 і Тр2 підстанції ТП2 нормально живляться через вимикачі 16 й 18. Вводи з'єднані робочою й ремонтною перемичками. Перша складається з вимикача 13 і роз'єднувачів 12 й 14, друга – з роз'єднувачів 10 й 11.При схемі з'єднання обмоток трансформатора «зірка із заземленим нулем – трикутник із заземленою вершиною – зірка» фази А і В обмотки, з'єднаної в «трикутник», приєднуються через роз'єднувачі 19, 21 і вимикачі 20, до шин фаз А і В РП–27,5 кВ. Фаза С з'єднується із заземленою рейкою. Від шин фаз А і В по фідерах Ф подається живлення на відповідні ділянки контактної мережі. Для двохстороннього живлення контактної мережі до однієї зони живлення

контактної мережі, пов'язаною з двома суміжними підстанціям, підводять ту саму фазу, наприклад, через вимикачі 23 та 26 від ТП2 і РП2. Стрілками вказане коло струму при живленні електрорухомого складу від підстанції ТП1: фаза А Тр2, вимикач 7 з роз'єднувачами 6 та 8, шина А, вимикач 9, контактний провід, первинна обмотка трансформатора електровоза, рейка, фаза С, Тр2.

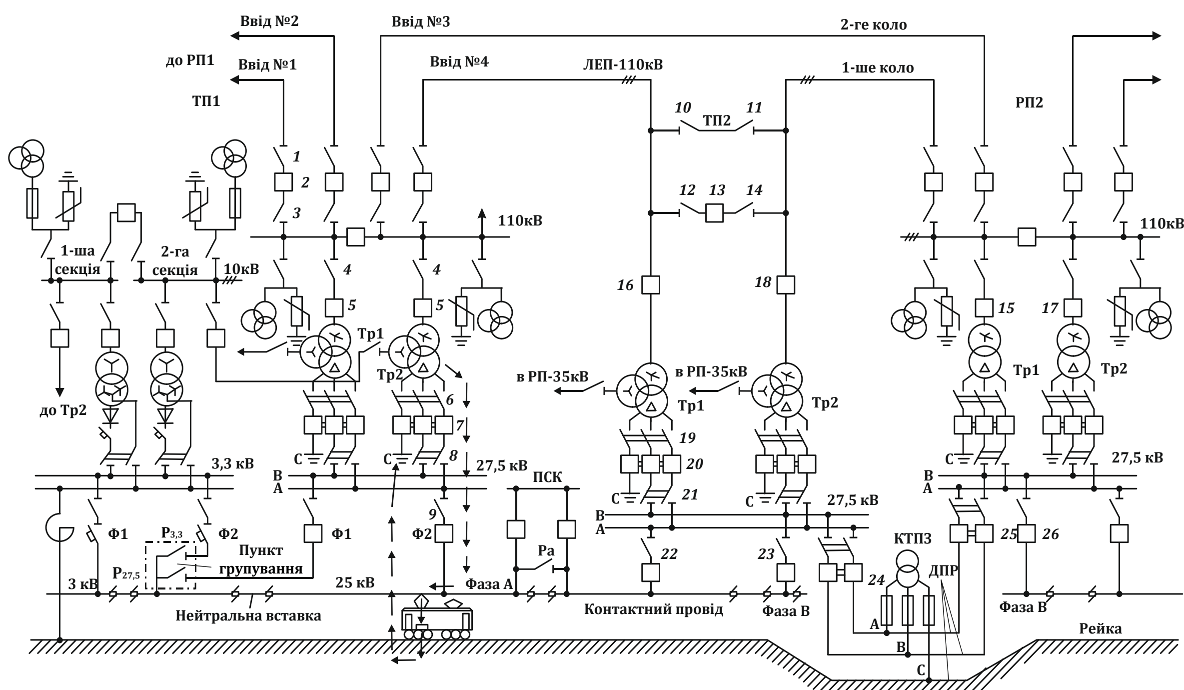


Рис. 12.5 Спрощена схема живлення тяги і нетягових споживачів від ТП змінного струму

Від шин 27,5 кВ здійснюється також живлення нетягових споживачів, розташованих уздовж електрифікованої ділянки. Через вимикачі 24 та 25 від ТП2 і РП2 подають напруги фаз А і В у лінію, прокладену на опорах контактної мережі з польового боку. Трифазні трансформатори комплектних трансформаторних підстанцій зовнішньої установки КТПН для живлення лінійних споживачів підключають через запобіжники до двох фаз лінії і до рейки. Таку систему живлення споживачів називають ДПР (два проводи – рейка). Обмотки 35 кВ трансформаторів Тр1 і Тр2 ТП2 з'єднані із шинами 35 кВ, від яких живляться віддалені нетягові споживачі.

Для живлення нетягових споживачів, розташованих поблизу підстанції, передбачається установка понижуючих трансформаторів 35/6 або 35/10 кВ у РУ – 35 кВ. На станціях стикування систем однофазного змінного та постійного струму будують тягові підстанції з РУ – 27,5 кВ змінного струму та 3,3 кВ постійного струму. До таких підстанцій відноситься ТП1 на рис. 12.5. Обмотки 10 кВ трансформаторів, з'єднані в «зірку» або «трикутник», приєднані до шин РУ – 10 кВ, від яких живляться перетворювальні агрегати та близько розташовані нетягові споживачі.

Пристрої, приєднані до шин 10 кВ підстанції, аналогічні таким же пристроям тягових підстанцій постійного струму. На спеціально виділену ділянку контактної мережі стикування систем постійного і змінного струму за допомогою роз'єднувачів $Р_{3,3}$ і $Р_{27,5}$ пунктів групування може бути подана напруга постійного або змінного струму. Пристрої блокування виключають одночасну подачу напруг обох систем струму. Для надійного захисту контактної мережі між суміжними тяговими підстанціями приблизно в середині встановлюють пости секціонування контактної мережі ПСК. Уводи від ліній електропередачі (ПЛ) до тягових підстанцій будь-якого типу постійного або змінного струму приєднують до розподільної установки (РУ) живлячої напруги відкритого (ВРУ)

або закритого (ЗРУ) типу. Якщо підстанція постійного струму отримує живлення від ПЛ 220 або 110 кВ, то як правило, від РУ живлячої напруги енергія надходить спочатку на знижуючі трансформатори (рис. 12.6, а), які знижують напругу до 6 або 10 кВ та надають енергію РУ 6 або 10 кВ, а звідти енергія надходить до випрямних або випрямно – інверторних перетворювачів. Трансформатор випрямляча знижує напругу до 3,02 – 3,79 кВ.

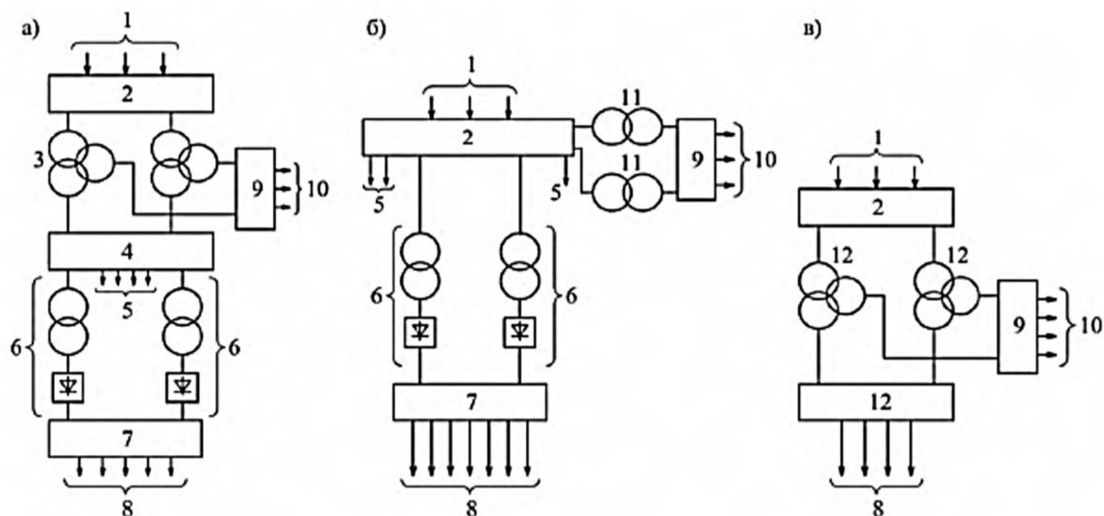


Рис.12.6 Структурні схеми підстанцій постійного струму з двохступеневою (а) та одноступеневою (б) трансформацією, а також змінного (в) струму 27,5 кВ:

Таким чином, на перетворювач надходить напруга, яка подвійно трансформується. Тому підстанції, які виконуються за структурною схемою рис. 12.6, а називають підстанції з двохступеневою трансформацією.

Якщо підстанція постійного струму живиться від ПЛ 6, 10 або 35 кВ, трансформатори перетворювачів (рис. 12.6, б) приєднують безпосередньо до РУ живлячої напруги. За структурною схемою виконують підстанції з одноступеневою трансформацією. Іноді підстанції з одноступеневою трансформацією виконуються при первинній напрузі 110 кВ, для чого використовують спеціальні трансформатори перетворювачів.

Підстанції змінного струму системи 27,5 кВ – трансформаторні і живляться від ПЛ 110 або 220 кВ (рис. 12.6, в). Розподільна установка живлячої напруги має зв'язок з розподільною установкою 27,5 та 35 кВ (6 або 10 кВ) за допомогою триобмоткових трансформаторів.

Підстанції змінного струму системи 2х25 кВ також отримують живлення від ПЛ 110 або 220 кВ. Для живлення тягових навантажень на підстанціях встановлюють спеціальні однофазні або трифазні трансформатори (рис. 12.7). Ці трансформатори живляться від РУ 110 або 220 кВ, їх первинні обмотки вмикають на міжфазну напругу.

Вторинна обмотка кожного трансформатора складається з двох секцій з напругою кожної 27,5 кВ. При послідовному з’єднанні секцій між уводами a^1 – x^2 (рис. 12.7, а) напруга складає 55 кВ. При такому ж з’єднанні секцій три виводи на вторинному боці приєднують до тягової мережі наступним чином: середній вивід x^1 – a^2 – до рейкової мережі; крайній вивід a^1 до контактних підвісок колій, крайній вивід x^2 – до спеціального живлячого проводу, який підвішується на опорах контактної мережі вздовж колій. В результаті напруга в тяговій мережі між контактним проводом К та рейками Р, а також між живлячим проводом П та рейками Р становить 25 кВ, а напруга між контактним та живлячим проводом становить 50 кВ. Якщо на фідерній зоні (зоні між підстанціями) з інтервалом 8 – 12 км з’єднати контактну підвіску, рейки та живлячий провід за допомогою автотрансформаторів так, як це вказано на рис. 12.7, а, то електровози

суттєву частину споживчої потужності будуть отримувати через трансформатори при напрузі 50 кВ. При цьому знижуються втрати енергії та напруги в тяговій мережі, заважаючий вплив на лінії зв'язку, а підживлення тягових навантажень через автотрансформатори при напрузі 50 кВ дозволяє збільшити відстань між підстанціями до 80 – 90 км замість 45 – 55 км, при електрифікації на змінному струмі 27,5 кВ. При системі електропостачання 2×25 кВ можна використовувати той же парк електрорухомого складу, що й при звичайній системі 27,5кВ. На кожній підстанції при цій системі електропостачання (див. рис. 12.7, а) передбачається встановлення кількох робочих однофазних трансформаторів та одного резервного. Робочі трансформатори збирають за схемою відкритого (розімкненого) трикутника. Резервним трансформатором можна замінювати будь який робочий трансформатор, який може вийти з ладу. Живлення тягових навантажень від однофазних трансформаторів змушують встановлювати для живлення районних та нетягових навантажень окремі двох – та триобмоткові трансформатори з напругами на обмотках районних та нетягових навантажень 6 або 10 та 35 кВ.

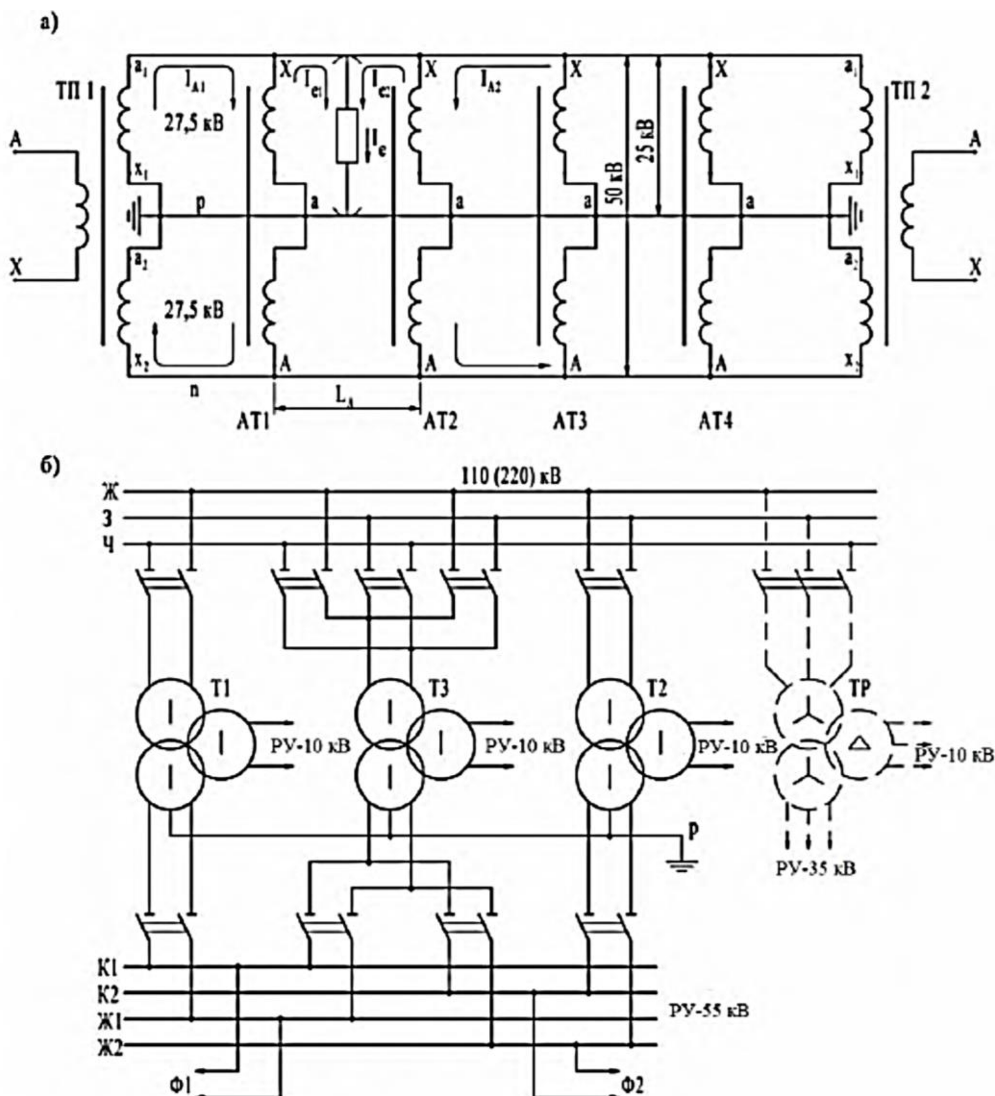


Рис. 12.7 Принципова схема системи електропостачання 2×25 кВ (а) та схема підстанції з однофазними трансформаторами (б):

К – контактний провід; Ж – живильний провід; Р – рейка; ТП1 та ТП2 – тягові підстанції; АТ1 - АТ4 – автотрансформаторні пункти.

Підстанція в такому виконанні може мати п’ять та більше трансформаторів, що є економічно недоцільним. Тому був розроблений варіант з живленням тягових навантажень від однофазних триобмоткових трансформаторів T_1, T_2, T_3, в яких третя обмотка призначена для живлення районних та не тягових споживачів. В цьому випадку два робочих однофазних трансформатора збирають на боці 2х27,5 кВ в групу за схемою відкритого трикутника (рис. 12.7, б), а районні обмотки напругою 6 або 10 кВ трьох однофазних трансформаторів з’єднують за схемою трикутника, забезпечуючи живлення трифазних районних та не тягових споживачів. При цьому на підстанції встановлюють три однофазних трансформатори замість двох трифазних трансформаторів районних навантажень. За такою схемою резервний трансформатор T_3 постійно увімкнений, і в випадку виходу з роботи одного з робочих трансформаторів T_1 або T_2 його перемикають для заміни вимкненого трансформатора. Районні та не тягові споживачі при цьому живляться за тимчасовою схемою від трансформаторів, які зібрані за схемою відкритого трикутника.

На кожній підстанції при цій системі електропостачання (див. рис. 12.7, а) передбачається встановлення кількох робочих однофазних трансформаторів та одного резервного. Робочі трансформатори збирають за схемою відкритого (розімкненого) трикутника. Резервним трансформатором можна замінювати будь який робочий трансформатор, який може вийти з ладу. Живлення тягових навантажень від однофазних трансформаторів змушують встановлювати для живлення районних та не тягових навантажень окремі двох – та триобмоткові трансформатори з напругами на обмотках районних та не тягових навантажень 6 або 10 та 35 кВ.

Паралельна робота підстанції змінного струму по тяговій мережі потребує здійснення симетрії тягових навантажень. Підстанції постійного струму є трифазними симетричними споживачами електроенергії по відношенню до живлячої мережі, і тому паралельна робота їх по тяговій мережі не пов’язана з необхідністю чергування фаз при приєднанні підстанцій до повітряної лінії (ПЛ).

Для надійного захисту контактної мережі між суміжними тяговими підстанціями приблизно посередині встановлюють пости секціонування контактної мережі (ПСК).

12.2 ПАРАЛЕЛЬНА РОБОТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Для електричної тяги можуть бути використані трифазні та однофазні понижуючі трансформатори (дивись розділ 8). При виборі типу трансформатора виходять із того, щоб трансформатор був стандартний; схема з'єднання тягових обмоток забезпечувала рівномірне тягове навантаження на всі фази, щоб уникнути появи несиметрії струмів і напруг у живильній мережі; забезпечувалося живлення нетягових споживачів від цих же трансформаторів. Перше рятує промисловість від випуску спеціальних трансформаторів, які завжди дорожчі стандартних; друге дає повноцінне використання міді обмоток всіх фаз і рівномірне завантаження фаз живильної мережі; третє не вимагає установки додаткового трансформатора для живлення районних споживачів.

Теоретичні та практичні дослідження з використання трифазних трансформаторів із з'єднанням тягових обмоток в «трикутник» із заземленою вершиною (фаза С) і однофазних трансформаторів із з'єднанням обмоток у «відкритий трикутник» показали, що ці способи з'єднання обмоток нерівномірний характер навантаження не усувають, а лише видозмінюють.

Зіставлення вартісних та енергетичних показників трансформаторів при різному числі їх залежно від способів живлення нетягового навантаження й способів резервування тяги дало можливість визначити умови й область застосування трансформаторів.

Встановлено, що при відношенні середнього нетягового до середнього тягового навантаження в межах 0,5 - 0,9 вигідніше застосовувати однофазні трансформатори, а при більшій питомій вазі нетягового навантаження доцільніше застосовувати трифазні триобмоткові трансформатори. Сьогодні на тягових підстанціях змінного струму в основному встановлені трифазні триобмоткові трансформатори. Однак однофазні трансформатори перспективні, тому що при зазначених вище умовах вони дозволяють зменшити встановлену потужність трансформаторів для тяги на 15-25%; знизити втрати напруги в тяговій мережі й вирівняти їх по плечах живлення шляхом застосування автоматичного регулювання, що значно простіше, ніж у трифазних трансформаторів для цієї ж мети; зменшити несиметрію напруг в електричній мережі; спростити схему живлення тягової підстанції й зробити її більш гнучкою для резервування, застосовуючи в одному із плечей «відкритого трикутника» два трансформатори замість одного, кожен з яких удвічі менше за потужністю трансформатора, встановленого в іншому плечі. Необхідність установки трифазних трансформаторів для живлення районних споживачів на тягових підстанціях приводить до додаткових витрат. Двохобмоткові трансформатори ТДЦП-25000/220 виготовляють для пересувних тягових підстанцій.

Розглянемо паралельну роботу трифазних трансформаторів тягових підстанцій. Фази обмотки 27,5 кВ трансформатора завантажені нерівномірно. Якщо приєднати всі понижуючі трансформатори тягових підстанцій однойменними первинними вводами до відповідних фаз ЛЕП живильної мережі, то вийде значна нерівномірність завантаження фаз мережі, украй небажана як для енергосистеми, так і для промислових споживачів.

Щоб уникнути нерівномірності завантаження фаз електричних мереж енергосистеми й для забезпечення паралельної роботи тягових підстанцій, за умови приєднання на всіх підстанціях однієї й тієї ж фази напруги 27,5 кВ до тягової рейки, розроблені спеціальні схеми включення трифазних трансформаторів підстанцій змінного струму для випадків однобічного й двостороннього живлення ЛЕП–110 (220) кВ від районних або опорних тягових підстанцій. Варіант такої схеми представлений на рис. 12.8.

На ньому показані 1-6 – тягові підстанції; 7 – контактна мережа; 8– тягова рейка. Сутність схеми включення трансформаторів тягових підстанцій полягає в тому, що мережні фазові обмотки трансформаторів підключають у такій послідовності до фаз ЛЕП–110 кВ, при якій забезпечується рівномірна завантаженість їх. Наприклад, на підстанції 1 увід обмотки фази А трансформатора по заводському маркуванню приєднується до фази А електричної мережі, а на підстанції 3 –до фази С. Точки вказують завантаженість фаз ЛЕП–110кВ від тягових підстанцій. Така схема підключення тягових підстанцій до ЛЕП одержала назву схеми «гвинта».

Виводи фаз мережних обмоток трансформаторів фарбують у кольори фаз ЛЕП–110 кВ, до яких вони приєднані. Виводи фаз тягових обмоток доцільно фарбувати відповідно до кольорів мережних фаз трансформаторів, фактично навантажених на те або інше плече живлення. Розглянутий метод вирівнювання струмів і напруг по фазах ЛЕП є ідеалізованим. У реальних умовах домогтися повної симетрії навантажень і напруг у ЛЕП практично неможливо, тому що навантаження фаз трансформаторів залежать від тягових навантажень по плечах живлення. Останні визначаються профілем колії й ніколи не можуть бути однаковими. Одержати в реальних умовах задовільну симетрію струмів і напруг по фазах ЛЕП дуже складно.

З метою симетрії струмів у системі зовнішнього електропостачання приєднання усіх тягових підстанцій змінного струму до ПЛ і підстанцій енергосистеми, незалежно від типу тягової підстанції, необхідно виконувати з циклічним підключенням найбільш завантажених фаз тягових підстанцій до різних фаз ПЛ.

На рис. 12.9 показана рекомендована схема фазування тягових підстанцій системи 25 кВ із трифазними трансформаторами.

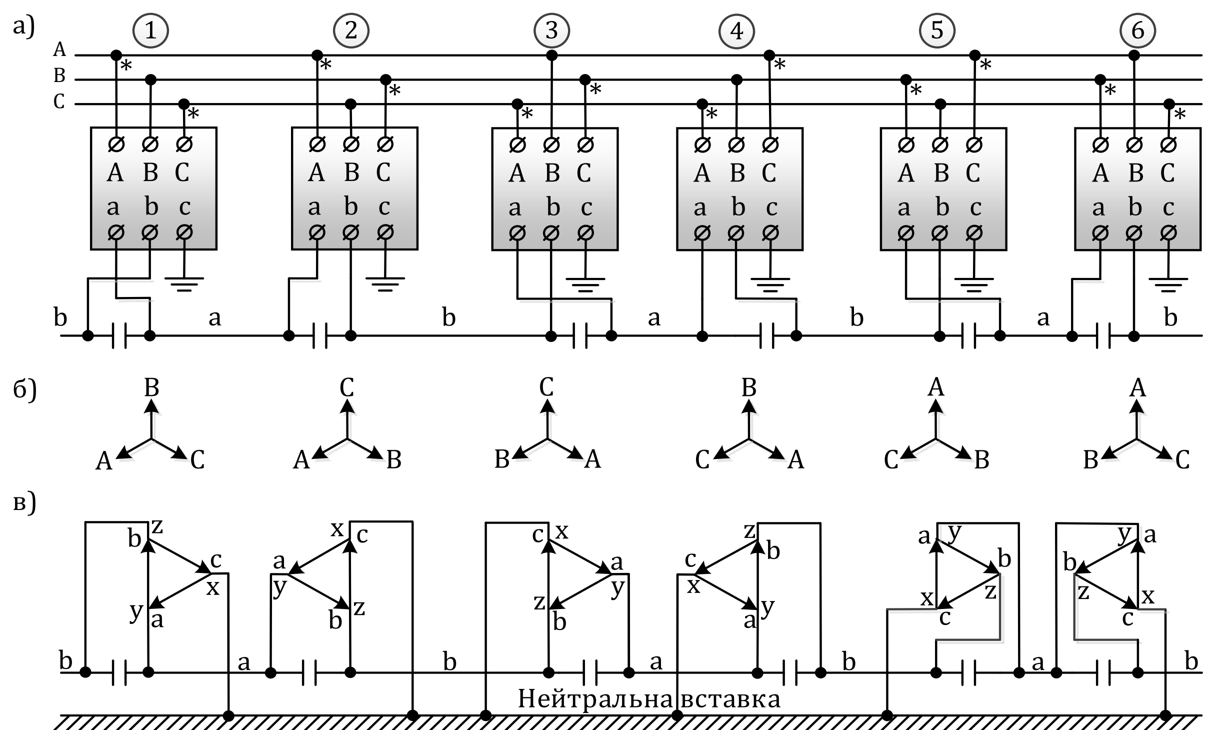


Рис. 12.8 Схема приєднання мережних обмоток (а та б) трифазних трансформаторів до повітряної лінії при двобічному живленні та тягових обмоток (в) до тягової мережі

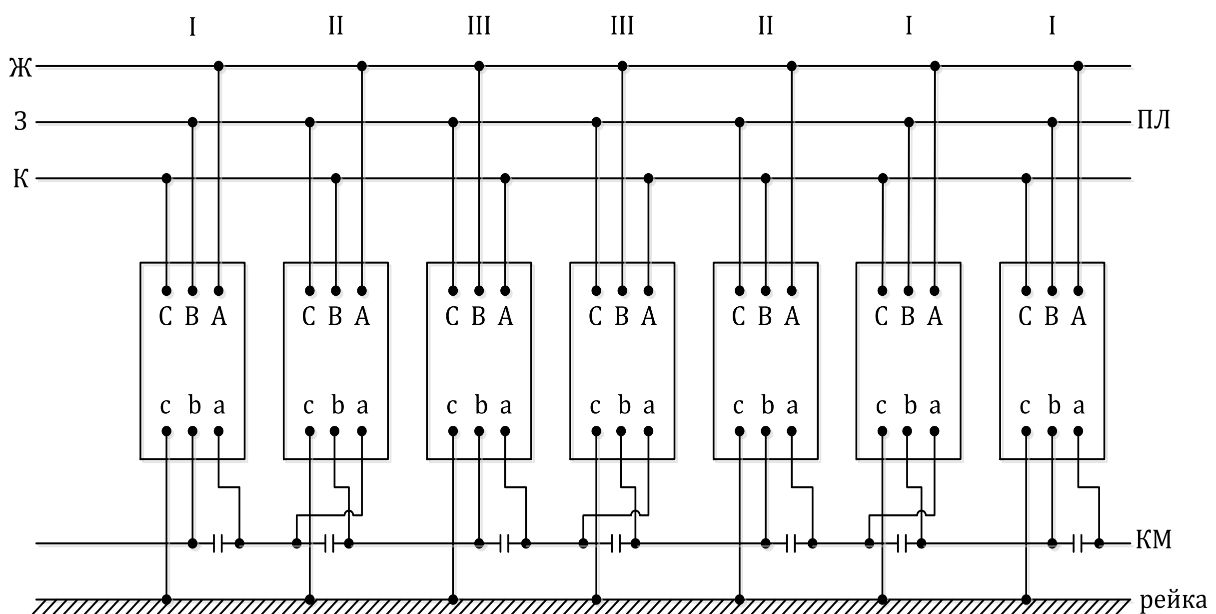


Рис. 12.9 Схеми фазування тягових підстанцій змінного струму

12.3 УЛАШТУВАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Правилами [17] встановлюються певні вимоги до улаштування тягових підстанцій. Тягові підстанції необхідно розташовувати, як правило, на залізничних станціях.

Площадку для будівництва тягових підстанцій повинна вибирати комісія, яка призначається наказом начальника залізниці, з врахуванням:

- наявності території на станції з мінімальним зносом будівель;

- зручного примикання під'їзних залізничних колій і автомобільних доріг;
- наявності необхідних розривів від нафто-, газо- і продуктопроводів;
- вартості витрат, пов'язаних із заняттям земель під площадку;
- використання рельєфу місцевості з метою скорочення обсягу робіт з освоєння території, можливості організації водовідводу і будівництва під'їзної колії;
- характеристик ґрунту для зменшення трудомісткості робіт з будівництва фундаментів і улаштуванню контуру заземлення;
- можливості заходів і виходів ліній електропередачі всіх напруг;
- можливості подальшого розширення підстанцій;
- розміщення на одному будівельному майданчику будинків тягової підстанції, чергового пункту району контактної мережі тощо;
- використання існуючих споруд (житлових будинків, комунікацій) для створення найкращих культурно-побутових і виробничих умов в період будівництва та експлуатації;
- екологічних факторів.

До підстанції необхідно передбачати автодорожній під'їзд, а також під'їзну колію, що примикає до станційних колій і розгалужується біля входу на територію підстанцій, які будуються, на дві тупикові колії.

Якщо неможливо здійснити примикання залізничної колії, допускається за погодженням з Укрзалізницею при будівництві підстанцій споруджувати тільки автодорожній під'їзд, але з твердим покриттям.

Територія підстанції повинна бути спланована так, щоб забезпечувався відвід атмосферних і талих вод. В необхідних випадках передбачаються спеціальні водовідводи.

На спланованій території необхідно передбачати ґрунтові, поліпшені щебенем проїзди шириною не менше 3,5 м для можливості під'їзду автомобілів і автокранів до основного високовольтного обладнання без зняття напруги в сусідніх комірках і інших розподільчих пристроях.

Територія тягової підстанції повинна мати суцільне огородження висотою 2,0 м; в населених пунктах висота огородження повинна бути доведена до 2,5 м за допомогою насадки зі сталевого дроту.

В огородженні необхідно передбачити суцільні металеві ворота і хвіртки, конструкція яких не повинна дозволяти вільно їх долати. Ворота і хвіртки повинні закриватися на внутрішній замок; хвіртку необхідно обладнати пристроєм дистанційного відмикання і переговорним пристроєм для зв'язку з черговим персоналом.Вхідні зовнішні двері будинків підстанцій і всіх закритих розподільних установок (РУ) необхідно обладнати внутрішніми замками, а вікна і повітрозаборні отвори – ґратами.

Конструкції вводу і виводу кабелів, водопроводу і каналізації на територію підстанції повинні виключати проникнення на неї сторонніх осіб.

На тягових підстанціях, які мають залізничну під'їзну колію, необхідно передбачати можливість встановлення і підключення резервних пересувних пристроїв (підстанцій, трансформаторів, компенсуючих установок).

В обгрунтованих випадках допускається підключення пересувних резервних засобів поза територією стаціонарної підстанції. На тягових підстанціях, які не мають залізничної під'їзної колії, необхідно передбачати ємності для збереження трансформаторного масла – одну на повний обсяг найбільшого трансформатора (чисте масло), другу – на 5 м^3 для зливу масла з наступною регенерацією. Стаціонарні насоси для перекачування масла, як правило, можна не передбачати.

Склад і розміри приміщень тягових підстанцій необхідно визначати в залежності від типу підстанції і методу її обслуговування. В приміщеннях підстанції, в окремо

розташованих будинках з розподільчими пристроями 6 та 10 кВ повинна автоматично підтримуватися температура повітря робочої зони не менше 5^0С с можливістю доведення її до 17^0С під час присутності ремонтного персоналу і до 18^0С – при постійному черговому персоналі.

В приміщеннях акумуляторних температура повинна бути не менше 10^oС.

Для всіх приміщень тягової підстанції виробничого та складського призначення категорія щодо визначення вибухопожежної і пожежної небезпеки повинна бути визначена у відповідності до вимог відповідних правил та інструкцій.

В будинках тягових підстанцій внутрішній протипожежний водопровід передбачати не слід. При відсутності в місцях розташування тягової підстанції систем централізованого водопостачання допускається не передбачати пристрої зовнішнього пожежогасіння будинків, споруд і обладнання незалежно від напруги та одиничної потужності трансформаторів.

При відстані від тягових підстанцій до систем централізованого водопостачання менше 500 м для зовнішнього пожежогасіння будинків, споруд і обладнання тягових підстанцій із трансформаторами одиничною потужністю 63 МВА і більше необхідно використовувати ці системи або ємності (резервуари, водойми), які поповнюються з водопроводу. В якості розрахункової пожежної витрати води повинен бути прийнятий найбільший з необхідних для гасіння пожежі будинків тягових підстанцій або масляних трансформаторів. На тягових підстанціях для кожної одиниці маслонаповненого обладнання з масою трансформаторного масла більше 1т необхідно передбачати систему стоку масла і резервуар, які не допускають розтікання і проникнення масла в ґрунт.

Електричне освітлення тягових підстанцій виконується відповідно до вимог СНіП на проєктування природного та штучного освітлення і Галузевих норм штучного освітлення об'єктів залізничного транспорту. Зовнішні прожектори встановлюються на прожекторних щоглах або на будинку підстанції.

Будівлі, приміщення та споруди тягової підстанції повинні обладнуватись автоматичними установками пожежної сигналізації відповідно до чинних нормативно-правових актів. На підстанціях без постійного чергового персоналу охоронною сигнализацією повинні бути також обладнані:

- в'їздні ворота і хвіртки;
- вхідні зовнішні двері першого та іншого поверхів;
- віконні прорізи і кватирки першого поверху будинку, закритих розподільних установок, насосних станцій, компресорних, акумуляторних, складських приміщень.

Умови розташування електрообладнання на підстанції:

- викликані нормальними режимами роботи електроустановки нагрів, електрична дуга або інші супутні її роботі явища (іскріння, викид газів і т.п.) не повинні приводити до пошкодження обладнання і виникненню короткого замикання, а також заподіювати шкоду обслуговуючому персоналу;
- при порушенні нормальних умов роботи електроустановки повинна бути забезпечена необхідна локалізація пошкоджень;
- при знятій напрузі з якого-небудь кола повинна бути передбачена можливість безпечного огляду, заміни і ремонтів апаратів, струмовідних частин і конструкцій, які до неї відносяться, без порушення нормальної роботи сусідніх кіл;
- повинна бути забезпечена можливість зручного транспортування обладнання.

Трансформатори, реактори і конденсатори зовнішнього встановлення для зменшення нагріву прямими променями сонця необхідно фарбувати у світлі тони фарбами, стійкими до атмосферних впливів і впливу масла.

Відстань між розподільчими пристроями різних напруг, як правило, не повинна перевищувати довжину опори (порталу) анкеровки ошиновки більш високої напруги.

Найменші відстані у світлі (ізоляційні відстані) від струмовідних частин до різних елементів відкритих розподільних пристроїв 25 і 2×25 кВ необхідно приймати відповідно до табл. 12.1, для інших розподільних установок підстанції – за Правилами [17].

Таблиця 12.1-Найменші відстані у світлі (ізоляційні відстані) від струмовідних частин до різних елементів відкритих розподільних установок 25 і 2×25 кВ.

Найменування відстані (відкриті РУ 25 кВ та 2×25 кВ)	Позначення по ПУЕ	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ		
		25	43,3*	50**
Від струмовідних частин або від елементів обладнання і ізоляції, які знаходяться під напругою, до заземлених конструкцій або постійних внутрішніх огороджень висотою не менше 2 м	$А_{Ф\text{-}З}$	330	–	–
Між проводами різних фаз	$А_{Ф\text{-}Ф}$	350	500	600
Від струмовідних частин або від елементів обладнання і ізоляції, які знаходяться під напругою, до постійних внутрішніх огороджень висотою 1,6 м, до габаритів обладнання, яке транспортується	Б	1100	–	–
Між струмовідними частинами різних кіл в різних площинах при нижньому колі, яке обслуговується, і верхньому колі, яке знаходиться під напругою	В	1100	1250	1300
Від неогороджених струмовідних частин до землі або до даху будівель при найбільшому провисанні проводів	Г	3100	–	–
Між струмовідними частинами різних кіл в різних площинах, а також між струмовідними частинами різних кіл по горизонталі при обслуговуванні одного кола (інше коло знаходиться під напругою), від струмовідних частин до верхньої кромки зовнішнього забору, між струмовіними частинами і будівлями або спорудами	Д	2350	2450	2500
Від контакту до ножа роз’єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, яка приєднана до другого контакту	Ж	485	–	–

Примітки:

** 43,3 кВ – напруга між шинами двох пліч живлення (25 кВ×$\sqrt{3}$).*

** 50 кВ – напруга між шинами живилячого і контактного проводів одного плеча живлення.

При проєктуванні тягових підстанцій в районах із забрудненою атмосферою необхідно керуватися Інструкцією з вибору ізоляції електроустановок. Доцільність розміщення понижуючих тягових трансформаторів і розподільних установок для тяги на території районної підстанції визначається техніко-економічним обґрунтуванням і

погоджується з енергосистемою. Ізоляція збірних шин тягового розподільчого пристрою і коло відсосу тягових підстанцій змінного струму, суміщених з підстанціями енергосистем, виконуються відповідно до вимог Правил [17].

Все обладнання, а також конструкції або пристрої, на які можливе попадання напруги внаслідок порушення ізоляції, повинні бути надійно приєднані до зовнішнього або внутрішнього контурів заземлення відповідно до Інструкції з заземлення пристроїв електропостачання.

На тягових підстанціях, обладнаних високочастотними електронними захистами живлячих повітряних ліній електропередачі, необхідно при проєктуванні заземлюючих пристроїв керуватися Методичними вказівками по захисту вторинних кіл електричних станцій і підстанцій від імпульсних перешкод. Коло відсоса тягових підстанцій змінного струму складається, як правило, із трьох паралельно ввімкнених елементів: повітряної відсмоктуючої лінії, рейок під'їзних тупиків і заземлюючого пристрою підстанції.

Коло відсоса тягової підстанції постійного струму складається з одного елемента – повітряної або кабельної лінії. Допускається підключення до неї наявних рейок під'їзної колії в тій їх частині, де вони відділені від контуру заземлення підстанції.

На стикових тягових підстанціях і підстанціях, суміщених з районними, коло відсоса виконується тільки повітряною лінією, ізольованою від заземлюючого пристрою і рейок під'їзної колії, при цьому ізоляція всіх трьох фаз збірних тягових шин змінного струму розрахована на повну робочу напругу; трансформатори напруги підключаються також до трьох фаз. Коло відсоса постійного струму необхідно виконувати відповідно до вимог Правил [17] як для підстанції постійного струму.

Рейки під'їзних колій, які не використовуються в колі відсоса, на виході за межі території підстанції ізолюються від їх продовження поза цією територією за допомогою трьох ізолюючих стиків у кожній рейковій нитці, причому один з цих стиків повинен знаходитися всередині, а два – поза огородженням підстанції.

Обладнання тягових підстанцій повинне бути захищене від атмосферних і комутаційних перенапруг відповідно до Правил [17] і Керівних вказівок з розрахунку зон захисту щоглових і тросових блискавковідводів. Для розподільних установок 25 та 2×25 кВ необхідно виконувати вимоги зазначених документів, що відносяться до розподільних пристроїв 35 кВ.

Таблиця 12.2-Характеристики захисних пристроїв тягових підстанцій від перенапруг.

Найменування пристроїв захисту	Змінний струм		Постійний струм	
	$U_{пн}$, кВ	$U_{зал}$, кВ	$U_{пн}$, кВ	$U_{зал}$, кВ
Вентильні розрядники	70-80	80	8,5-10	10
Обмежувачі перенапруг	-	80		10

Примітки:
$U_{пн}$ – пробивна напруга;
$U_{зал}$ – максимальне значення напруги, яка залишилась, при струмі 3000 А.

Характеристики захисних пристроїв тягових підстанцій від перенапруг приведені в табл. 12.2. Безперебійність живлення навантажень тяги (крім слабозавантажених ліній) забезпечується встановленням на підстанціях:

- змінного струму напругою 25 кВ і постійного струму з подвійною трансформацією – не менше двох понижуючих трансформаторів;
- системи 2×25 кВ з однофазними трансформаторами – резервного трансформатора з можливістю підключення його до кожного плеча живлення;
- постійного струму – не менше двох випрямних агрегатів.

У випадку відключення одного понижуючого трансформатора або випрямного агрегату інші, які залишились в роботі, повинні забезпечувати задані розміри руху при прийнятій у проекті схемі живлення контактної мережі та організації руху поїздів, а також живлення навантажень нетягових електроприймачів категорії І і ІІ.

На підстанціях слабозавантажених ліній, крім підстанцій, які живлять консольні ділянки, як правило, встановлюються:

- змінного струму – один понижуючий трансформатор;
- постійного струму – один понижуючий трансформатор (для підстанцій 110, 220 кВ), один випрямний агрегат.

На стикових тягових підстанціях необхідно встановлювати, як правило, не менше трьох понижуючих трансформаторів: один для живлення тягових мереж постійного струму, один для живлення тягових мереж змінного струму і один резервний, яким можна замінити будь-який основний трансформатор.

Збірні шини розподільних установок 3 кВ, 25 і 2×25 кВ повинні бути сікціоновані роз'єднувачами на три секції – дві робочі і одну (середню) з’єднувальну. Кожна робоча секція повинна мати живлячий ввід від різних трансформаторів (агрегатів), трансформатор напруги (вольтметр), розрядники. Фідери контактної мережі і системи два проводи – рейка (ДПР), трансформатори власних потреб необхідно підключати рівномірно до різних робочих секцій.

На підстанціях слабозавантажених ділянок з одним перетворюючим агрегатом, з одним трифазним або двома однофазними понижуючими трансформаторами шини розподільних установок 3 кВ, 25 і 2×25 кВ не секціонують.

Розподільні установки 6, 10 і 35 кВ виконують, як правило, з одинарною системою шин, секціонованою вимикачем. При живленні розподільчого пристрою одним вводом шини не секціонують.

Кожна колія всіх напрямків залізничних ліній, що одержують живлення від тягової підстанції, колії залізничної станції, де розташована підстанція, колії локомотивного депо, лінії поздовжнього електропостачання,ДПР, лінії живлення СЦБ повинні мати свої фідери з вимикачами для відключення струмів навантаження і короткого замикання.

Розподільні установки 3 кВ, 25 і 2×25 кВ повинні бути обладнані запасною шиною з вимикачем для заміни кожного з вимикачів фідерів контактної мережі.

На підстанціях постійного струму слабозавантажених ділянок з одним агрегатом і трьома фідерами запасний вимикач можна не встановлювати.

Всі приводи вимикачів повинні мати електропідігрів від шин власних потреб змінного струму, що автоматично включається при температурі навколишнього повітря нижче зазначеної в інструкції з експлуатації вимикача, але обов'язково при температурі нижче мінус 25°С. Електропідігрів релейних відсіків і відсіків викочувальної частини комплектних розподільних установок зовнішньої установки повинен вмикатися автоматично при температурі, зазначеної в інструкції завода-виробника.

У всіх колах розподільних установок повинні бути встановлені роз'єднувачі з видимим розривом, що забезпечують можливість від'єднання всіх апаратів (вимикачів, запобіжників, трансформаторів струму, трансформаторів напруги і т.д.) кожного кола від збірних шин, а також від інших джерел напруги. Зазначена вимога не поширюється на шафи комплектних розподільних установок з викочувальними візками, високочастотні загороджувачі і конденсатори зв'язку, трансформатори напруги, які встановлюються на лініях, що відходять, розрядники, які встановлюються на вводах трансформаторів і на лініях, що відходять, а також на силові трансформатори з кабельними вводами. В окремих випадках, обумовлених конструктивними або схемними міркуваннями, допускається встановлювати трансформатори струму до роз'єднувача, що від'єднує інші апарати кола від джерел напруги. Всі розподільні установки тягових підстанцій повинні бути обладнані стаціонарними заземлюючими ножами, що забезпечують відповідно до

вимог безпеки заземлення апаратів і ошиновки, як правило, без використання переносних заземлень. Всі розподільні установки повинні бути обладнані блокуваннями, що запобігають можливості виконання помилкових операцій роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викочувальними візками комплектних розподільних пристроїв; заземлюючими ножами. Стаціонарні огородження безпеки і сходи для підйому на трансформатори повинні бути обладнані блокуваннями, що забезпечують можливість відкривання огороджень, приведення сходів у робоче положення тільки при включених заземлюючих ножах лінійного і шинного роз'єднувачів. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані.

На підстанціях системи 2×25 кВ ділянок, де в проекті врахований зменшений вплив системи на лінії зв'язку, фідерні вимикачі і роз'єднувачі повинні бути двохполюсними для забезпечення одночасного вимкнення живлячого проводу і контактної мережі.

На ділянках, де за умовами впливу на лінії зв'язку можливий рух поїздів при відключеному живлячому проводі, допускається застосування однополюсних фідерних апаратів, обладнаних індивідуальними приводами. Понижуючі трансформатори на підстанціях змінного струму і випрямні агрегати на підстанціях постійного струму повинні мати можливість роздільної і паралельної роботи на тягові шини підстанції.

Умови паралельної роботи трансформаторів:

- групи з'єднань обмоток однакові, а співвідношення між їх номінальними потужностями не перевищує 1:3;

- коефіцієнти трансформації відрізняються не більше ніж на +0,5%;

- напруги короткого замикання відрізняються не більше ніж на +10% середнього арифметичного значення напруги короткого замикання трансформаторів, що включаються на паралельну роботу;

- виконана фазировка трансформаторів.

Конструкція понижуючих трансформаторів підстанцій змінного струму, їх динамічна стійкість повинні враховувати особливості електричних залізниць – великі кратності струмів короткого замикання, порівняно велика їх кількість, необхідність зменшення втрат напруги в трансформаторі.

Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені таким чином, щоб кришка (знімальна частина бака) мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1%, а маслопровід до розширювача - не менше ніж 2%. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з повітряною порожниною розширювача.

На баках трансформаторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери.

Трансформатори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до атмосферних впливів і впливу масла.

При використанні трансформаторів без врахування особливостей тяги на підстанціях з великою потужністю короткого замикання на вводах (більше 1500 МВА), а також живлячих великі вузли з локомотивними депо необхідно, при необхідності, передбачати заходи для зниження струму короткого замикання.

На ділянках залізниць, які будуються, і на ділянках, які підлягають реконструкції, понижуючі трансформатори підстанцій постійного і змінного струму повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН), а підстанції повинні бути обладнані пристроями автоматичного регулювання напруги. У нормальному робочому режимі напруга на тягових шинах підстанцій змінного струму, як правило, не повинна перевищувати 28,0 кВ, постійного струму – 3,6 кВ.

На окремих вантажонапружених ділянках в обґрунтованих розрахунком випадках допускається підвищення напруги при навантаженнях, близьких до номінальних

підстанції. Найбільше значення напруги, що допускається, не повинне перевищувати для підстанцій змінного струму 29,0 кВ, постійного струму – 3,85 кВ.

На ділянках постійного струму, де застосовується рекуперація електричної енергії, рекомендується зниження напруги на підстанціях до 3,3 - 3,5 кВ, якщо це не вплине на умови роботи електрорухомого складу в режимі тяги.

Кола власних потреб (ВП) змінного струму напругою 380/220 В підстанцій одержують живлення від трансформатора власних потреб (ТВП) із глухозаземленою нейтраллю. На підстанціях змінного струму ТВП підключають, як правило, до шин живлення тягового навантаження; на підстанціях постійного струму – до шин живлення перетворюючих агрегатів.

На підстанціях з двома понижуючими трансформаторами (двома випрямними агрегатами) встановлюють не менше двох ТВП. При відключенні будь-якого ТВП потужність залишившихся в роботі повинна забезпечувати, з врахуванням навантажувальної здатності трансформаторів, живлення всіх споживачів ВП.

Збірні шини ВП виконують одинарними, секціонованими автоматичним вимикачем (контактором). Повинна бути передбачена можливість підключення до шин ВП навантаження пересувних пристроїв (масляного господарства, випробувальної станції та ін.), а також, переносного електроінструмента, зварювального трансформатора.

Живлення залізничних і районних споживачів від шин ВП 380/220 В не допускається, за винятком чергового пункту контактної мережі, розташованого на одній площадці з підстанцією і що має загальний з підстанцією контур заземлення.

Рекомендується передбачати резервування шин ВП по лінії поздовжнього електропостачання або ДПР від сусідньої підстанції, а також від місцевих мереж електропостачання.

На підстанціях слабозавантажених ліній допускається встановлювати один трансформатор власних потреб з резервуванням оперативної напруги 380/220 В по ПЛ поздовжнього електропостачання від сусідньої підстанції або від іншого незалежного джерела. При цьому потужність джерела резервного живлення повинна забезпечувати роботу кіл керування, захисту та апаратури телемеханіки і зв'язку.

Живлення ВП постійного струму необхідно здійснювати від акумуляторної батареї, що працює в режимі постійного підзаряду. Акумуляторна батарея повинна забезпечувати роботу найбільш потужного приводу вимикача після півгодинного розряду струмом постійного та аварійного навантажень при відключеному зарядному пристрої, а також роботу пристроїв телемеханіки і зв'язку після двогодинного розряду батареї.Акумуляторна батарея повинна забезпечувати на шинах оперативного струму в нормальних експлуатаційних умовах напругу на 5 % вище номінальної напруги апаратів. Підзарядний пристрій повинен забезпечувати стабілізацію цієї напруги в межах +2 %.

На шинах ВП постійного струму необхідно передбачати пристрій контролю ізоляції з дією на сигнал. На тягових підстанціях, крім розташованих у районах І і ІІ по ожеледі, необхідно передбачати пристрої плавки ожеледі і профілактичного підігріву проводів контактної мережі, а також плавки ожеледі на проводах повітряних ліній електропостачання.

На тягових підстанціях постійного струму для полегшення роботи вимикачів 3 кВ необхідно встановлювати розрядний пристрій, шунтуючі реактори згладжуючого пристрою при відключенні струмів контактної мережі.

Установки поперечної ємнісної компенсації реактивної потужності повинні виконуватися у виді фільтрів вищих гармонік, налагоджених:

- на підстанціях змінного струму при наявності однієї установки на плечі живлення – на частоту 135- 142 Гц, при двох установках на плечі – одна на частоту 135-142 Гц, друга – на частоту 230 – 240 Гц;

- на підстанціях постійного струму – на частоту 230 - 240 Гц.

Параметри і конструктивне виконання реакторів і батарей конденсаторів не повинні допускати перевантаження конденсаторів вищими гармоніками струму, виникнення перенапруг на конденсаторах і реакторах, неприпустимих механічних зусиль на вводи.

12.4 СХЕМИ ПЕРВИННОЇ КОМУТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК (РУ) ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

12.4.1 Схема первинної комутації РУ – 110 (220) кВ транзитної підстанції

РУ – 110 (220) кВ (рис. 12.10) призначена для приймання електричної енергії, живлення обмоток вищої напруги силових трансформаторів та транзиту системної потужності і вмикається в розсічку повітряної лінії (ПЛ) напругою 110 (220) кВ.

Система збірних шин виконується за схемою «містка» (див. розділ 9) і має два уводи W1, W2 та дві перемички між ними – робочу (QXC) і ремонтну (KQXC). В нормальному режимі увімкнена робоча перемичка, а ремонтна вимкнута. Збірні шини (ошиновка) РП виконується із сталеалюмінієвих проводів марки АС.

Живлення на силові трансформатори Т1 та Т2 з вбудованими трансформаторами струму ТА5 та ТА6 надходить від лінії електропередачі по уводах W1 та W2, на яких встановлені лінійні роз’єднувачі QS1 та QS2 з двома комплектами заземлюючих ножів та з дистанційними приводами і елегазові вимикачі Q1 та Q2. Для створення видимого розриву кола при ремонті вимикачів Q1 та Q2 і трансформаторів струму ТА2 та ТА3, до яких приєднуються струмові обмотки вимірювальних приладів та реле, встановлені роз’єднувачі QS7, QS8, QS9 та QS10 з дистанційним керуванням. При чому роз’єднувачі QS7 та QS8 мають по одному комплекту заземлюючих ножів, а роз’єднувачі QS9 та QS10 – по два комплекти.

Відповідно до вимог [17] при приєднанні триобмоткових трансформаторів необхідна наявність заземлюючих ножів, як збоку збірних шин так і з боку обмоток трансформаторів. Тому з боків обмоток вищої, середньої та нижчої напруги триобмоткових силових (ВН, СН, НН) трансформаторів Т1 та Т2 встановлюють роз’єднувачі QS13, QS14, QS17, QS18, QS19 та QS20 з двома комплектами заземлюючих ножів з дистанційним або ручним керуванням (QS20 на схемі не вказаний).

Триобмоткові силові трансформатори Т1 та Т2 знижують напругу до 27,5 кВ для живлення електротяги змінним струмом або до 10 кВ для приєднання перетворюючих агрегатів, які живлять тягу постійним струмом. Третя обмотка трансформаторів використовується для живлення районних споживачів напругою 35 кВ на тягових підстанціях, як постійного так і змінного струмів або 10 кВ на тягових підстанціях змінного струму.

Нейтралі обмоток вищої напруги (ВН) силових трансформаторів можуть бути заземленими однополюсними заземлювачами (ЗОН) QS15 та QS16 або розземленими для зменшення струмів однофазного короткого замикання.

Але у випадку розземлення нейтралі можуть виникнути перенапруги, які можуть бути небезпечними для ізоляції нульових виводів обмоток трансформаторів. Тому в режимі розземлення нейтралі необхідно знизити можливі перенапруги шляхом приєднання обмежувачів перенапруг нейтралей трансформаторів (ОПНН) RU3 та RU4 до нульових точок обмоток трансформаторів Т1 та Т2.

Крім того, в колі нейтралей силових трансформаторів Т1 та Т2 увімкнені трансформатори струму ТА7 та ТА8, які призначені для приєднання захисту нульової послідовності. Для регулювання напруги на споживачах силові трансформатори Т1 та Т2 мають пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Для захисту ізоляції

обмоток трансформаторів Т1 та Т2 від комутаційних та атмосферних перенапруг застосовуються обмежувачі перенапруг RU1, RU2, RU5 та RU6, а також RU7 та RU8 (на схемі не вказані).

На уводах W1 та W2 встановлюється апаратура високочастотної обробки фаз для високочастотного диспетчерського зв’язку та високочастотного диференційно-фазного захисту, яка складається з високочастотного загороджувача LR, конденсатора зв’язку С та фільтра приєднання ZF. Зупинимося докладніше на цих елементах.

Високочастотний загороджувач LR – це резонансний контур, який складається з силової індуктивної котушки та ємності, що регулюється (елемента настроювання), величина якої підбирається таким чином, щоб контур загороджувача був настроєний в резонанс (струму) на частоту настроювання високочастотного апарата. Загороджувачі, які встановлені по кінцям лінії, запобігають виходу струмів високої частоти за її межі.

Конденсатор зв’язку С – це конденсатор, опір якого залежить від частоти струму, що тече через нього (для струмів промислової частоти 50 Гц він великий, а при високих частотах, більше за 10 кГц, різко зменшується), призначений для підключення високочастотного апарата до повітряної лінії електропередачі.

Фільтр приєднання ZF – це повітряний трансформатор з відпайками, які дозволяють змінювати самоіндукцію його обмоток та взаємну індуктивність між ними, призначений для вільного пропускання струму тільки в певному робочому діапазоні частот.

Як вже зазначалося, РУ – 110 (220) кВ має ремонтну (KQXC) та робочу (QXC) перемички між уводами W1 та W2. Робоча перемичка з елегазовим вимикачем Q3, трансформаторами струму ТА1 та роз’єднувачами QS4 і QS5 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними або двигунковими приводами (на схемі показано ручне керування роз’єднувачами) використовується для транзиту системної потужності. Роз’єднувачі QS4 і QS5 необхідні для створення видимого розриву кола при ремонті вимикача Q3. Роз’єднувачі QS11 та QS12 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами ремонтної перемички нормально вимкнуті і вмикаються для забезпечення транзиту системної потужності при ремонті обладнання робочої перемички. До трансформаторів струму ТА4 приєднуються прилади та реле, які нормально отримують живлення від трансформаторів струму ТА1, при переводі транзиту потужності через ремонту перемичку.

При виводі в ремонт вимикача Q3 необхідно враховувати певні обставини. Наприклад: який з силових трансформаторів знаходиться в роботі Т1 або Т2, або Т1 та Т2 працюють паралельно , тощо. Тому як приклад розглянемо вивід в ремонт вимикача Q3 , якщо в роботі знаходиться трансформатор Т1, вимикач Q2, роз’єднувачі QS8 та QS10 вимкнуті. Вмикають роз’єднувачі QS11, QS12 ремонтної перемички та роз’єднувачі QS8 та QS10 уводу W2. Вмикають вимикач Q2. За приладами , приєднаними до вторинних обмоток трансформаторів струму ТА4 впевнюються в здійсненні частини транзиту системної потужності. Вимикають вимикач Q3, а після цього вимикають роз’єднувачі QS4 та QS5 робочої перемички та перевіряють вказівником напруги відсутність напруги на вимкнутій ділянці електроустановки.

Вмикають стаціонарні заземлюючі ножі роз’єднувачів QS4 та QS5 з боку вимикача Q3 і накладають переносні заземлення на шини з обох боків вимикача Q3. Ввід у роботу вимикача Q3 здійснюється в зворотній послідовності.

Трансформатори напруги TV1 та TV2 використовують для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів та реле і приєднуються до уводів W1 та W2 за допомогою роз’єднувачів QS3 та QS6 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами відповідно до вимог [16]. На тягових підстанціях використовується приєднання трансформаторів напруги глухими відпайками, що спрощує схему але ускладнює вивід в ремонт трансформаторів напруги.

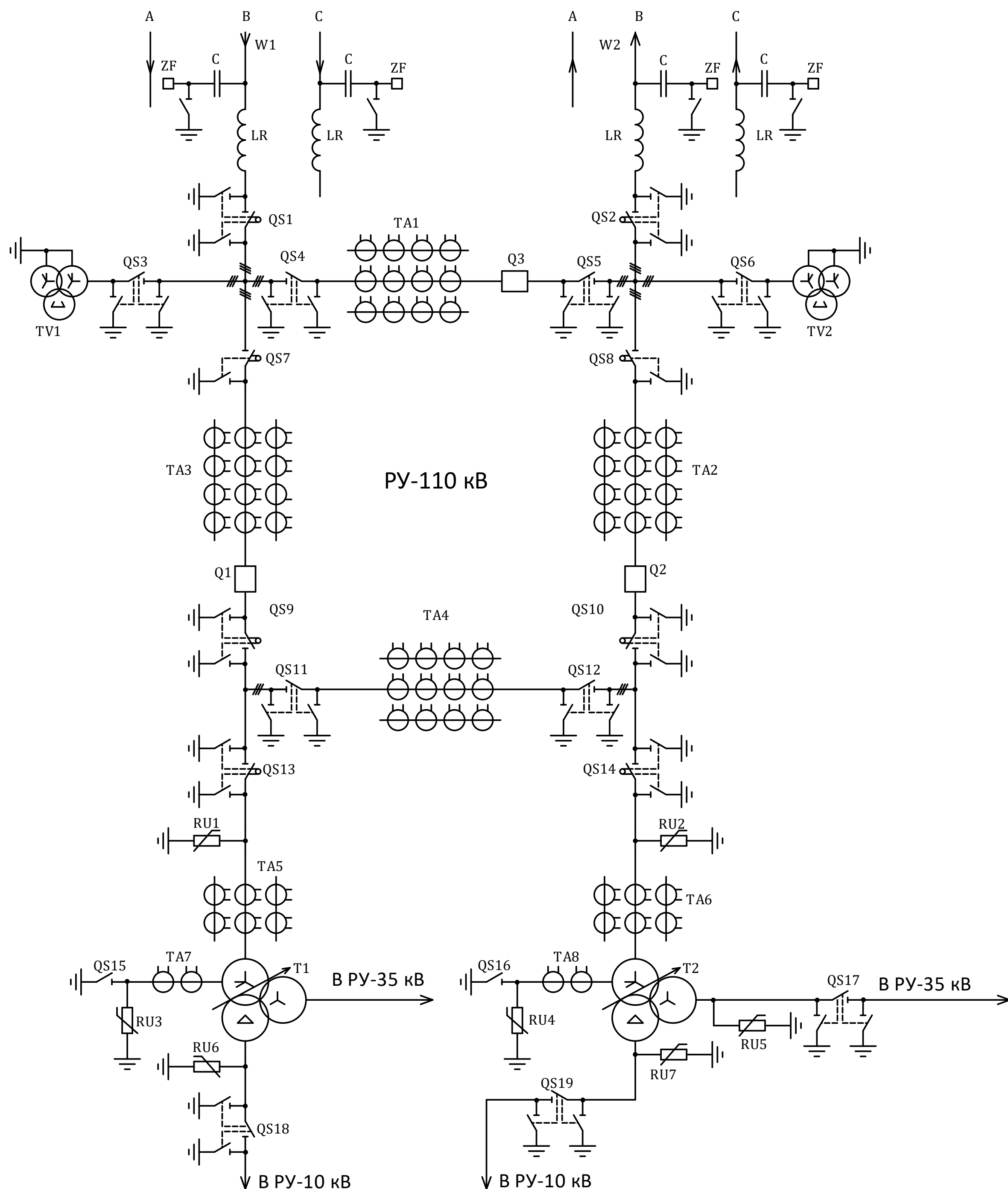


Рис. 12.10 Схема первинної комутації РУ - 110 (220) кВ транзитної підстанції

12.4.2 Схема первинної комутації РУ-110 (220) кВ опорної підстанції

РУ – 110 (220) кВ (рис. 12.11) призначена для приймання електричної енергії від електричної системи, розподілу її між іншими тяговими підстанціями та живлення обмоток вищої напруги (ВН) силових трансформаторів. Цей розподільний пристрій виконується за схемою з однією робочою секціонованою системою збірних шин та обхідною системою шин (див. розділ 9).

Схема з обхідною системою шин дозволяє здійснювати ремонт будь-якого вимикача лінії або трансформатора без вимикання відповідного приєднання. В нормальному режимі роботи обхідна система шин вимкнена, тобто знаходиться без напруги.

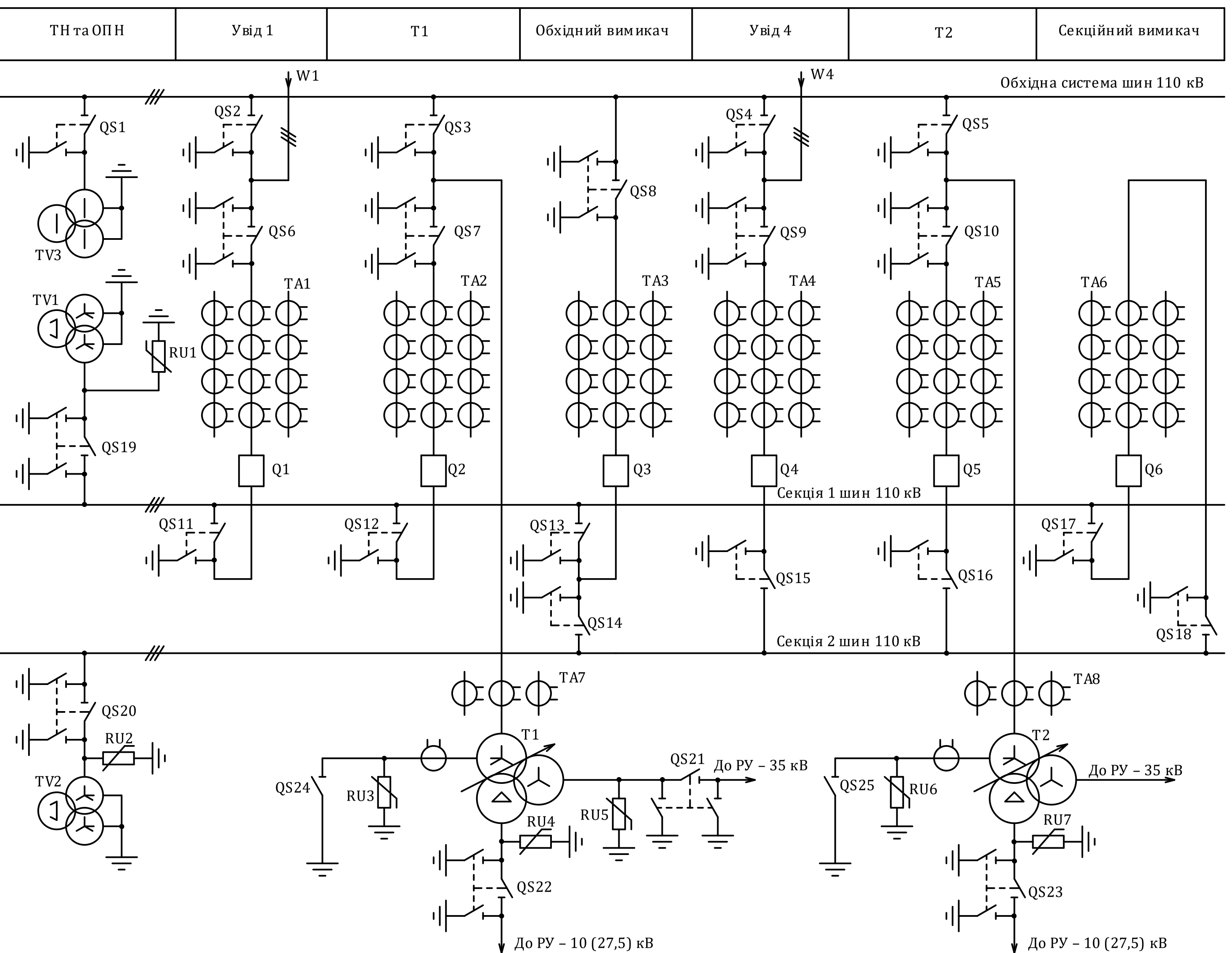


Рис. 12.11 Схема первинної комутації РУ - 110 (220) кВ опорної тягової підстанції

Така схема застосовується для тягових підстанцій як змінного так і постійного струму, які отримують живлення від мережі зовнішнього електропостачання по трьох та більше лініях електропередачі напругою 110, 150 або 220 кВ [17]. Збірні шини РУ – 110 (220) кВ секціонуються вимикачем Q6 з трансформаторами струму ТА6 та шинними роз'єднувачами QS17 та QS18 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами. Аналогічне обладнання встановлене на уводах W1 – W4 розподільного пристрою та на приєднаннях силових понижуючих трансформаторів T1 та T2 за винятком лінійних роз'єднувачів QS6 та QS9 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами.

До обхідної системи шин уводи W1 – W4 та трансформатори T1 та T2 приєднуються обхідними роз'єднувачами QS2, QS3, QS4 та QS5 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами. РУ має чотири уводи (другий та третій на схемі не показані). Непарні уводи W1 та W3 приєднуються до першої секції шин, а парні W2 та W4 – до другої секції шин. Кожний увід приєднується до відповідної секції шин через лінійний роз'єднувач (QS6, QS9) з двома комплектами заземлюючих ножів та ручним приводом, вимикачі (Q1, Q4), трансформатори струму (ТА1, ТА4) та шинний роз'єднувач (QS11, QS15) з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом. Крім того, на уводах W1 – W4 монтується апаратура високочастотної обробки фаз для високочастотного диспетчерського зв'язку та високочастотного диференційно-фазного захисту (на схемі не показано).

Трансформатори T1 та T2 з вбудованими трансформаторами струму ТА7 та ТА8 (на схемі показано по одному комплекту, в дійсності встановлюються по два або по три комплекти трансформаторів струму на кожний силовий трансформатор) приєднуються до секцій шин через роз'єднувачі QS7 та QS10 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, вимикачі Q2 та Q5 з трансформаторами струму ТА2 та ТА5 і шинні роз'єднувачі QS12 та QS16 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами.

Триобмоткові трансформатори T1 та T2, які приєднані відповідно до першої та до другої секції РУ – 110 (220) кВ, знижують напругу до 27,5 кВ для живлення електрорухомого складу змінним струмом або до 10 кВ для приєднання перетворюючих агрегатів, які живлять електрорухомий склад постійним струмом. Третя обмотка трансформаторів T1 та T2 використовується для живлення районних споживачів напругою 35 кВ на тягових підстанціях постійного та змінного струму або 10 кВ на тягових підстанціях змінного струму. Для регулювання напруги на споживачах трансформатори T1 та T2 обладнані пристроями РПН.

Нейтралі обмоток ВН трансформаторів заземлюються однополюсними заземлювачами QS24 та QS25 або обмежувачами перенапруг нейтралей трансформаторів RU3 та RU6, якщо виникає необхідність такого режиму роботи в живлячій енергосистемі. З боку обмоток середньої та нижчої напруги (СН та НН) трансформаторів T1 та T2 встановлюються роз'єднувачі QS21, QS22 та QS23 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами. Для захисту ізоляції обмоток трансформаторів T1 та T2 від атмосферних та комутаційних перенапруг передбачається встановлення обмежувачів перенапруг RU4, RU5 та RU7. Обхідний вимикач Q3 з трансформаторами струму ТА3 може бути приєднаний до будь-якої секції шин роз'єднувачем QS13 та QS14 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом, а до обхідної системи – роз'єднувачем QS8 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручним приводом. Обхідний вимикач використовують при необхідності виводу в ремонт вимикачів уводів та силових трансформаторів без виводу останніх з роботи. Наприклад, для виводу в ремонт вимикача Q2 трансформатора T1 вмикають роз'єднувачі QS8 та QS13, потім обхідний вимикач Q3. З першої секції напруга подається на обхідну систему шин. Цим перевіряється ізоляція обхідної системи шин.

Вольтметр, що приєднаний до трансформатора напруги TV3, інформує персонал про появу напруги на обхідній системі шин. При відсутності пробою ізоляції вимикач Q3 залишається увімкненим. Вимикають вимикач Q3 та вмикають обхідний роз'єднувач QS3. Знову вмикають вимикач Q3, трансформатор T1 буде отримувати живлення по двох колах – основному та обхідному. За амперметрами, що приєднані до вторинних обмоток трансформаторів струму TA3, визначають величину струму, який тече через приєднання обхідного вимикача Q3 (він повинен становити приблизно половину величини струму приєднання трансформатора T1 до виводу в ремонт вимикача Q2).

Вимикач Q2 вимикають, потім вимикають роз'єднувачі QS7 та QS12, перевіряють відсутність напруги на вимкнутій ділянці електроустановки, вмикають стаціонарні заземлюючі ножі у бік вимикача Q2, що виводиться в ремонт, накладають переносні заземлення на шини з обох боків вимикача Q2. Живлення трансформатора T1 здійснюється через вимикач Q3 та роз'єднувачі QS13, QS8 та QS3. Після ремонту вимикач Q2вводять в роботу в зворотній послідовності: знімають переносні заземлення, вимикають заземлюючі ножі та вмикають роз'єднувачі QS12 та QS7 та вимикач Q2, вимикають вимикач Q3 та роз'єднувачі QS3, QS8 та QS13.

До кожної секції збірних шин приєднані трансформатори напруги TV1 та обмежувачі перенапруг RU1 через роз'єднувач QS19, TV2 та RU2 через роз'єднувач QS20. Роз'єднувачі QS19 та QS20 мають два комплекти заземлюючих ножів та ручний привод. Трансформатори напруги слугують для приєднання вимірювальних приладів та релейного захисту, а обмежувачі перенапруг застосовуються для захисту ізоляції РП від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Схеми первинної комутації РУ - 110 (220) кВ кінцевих та відпаєчних підстанцій докладно описані в [9] тому ми на них зупинятися не будемо.

12.4.3 Схема первинної комутації РУ – 6 (10) кВ

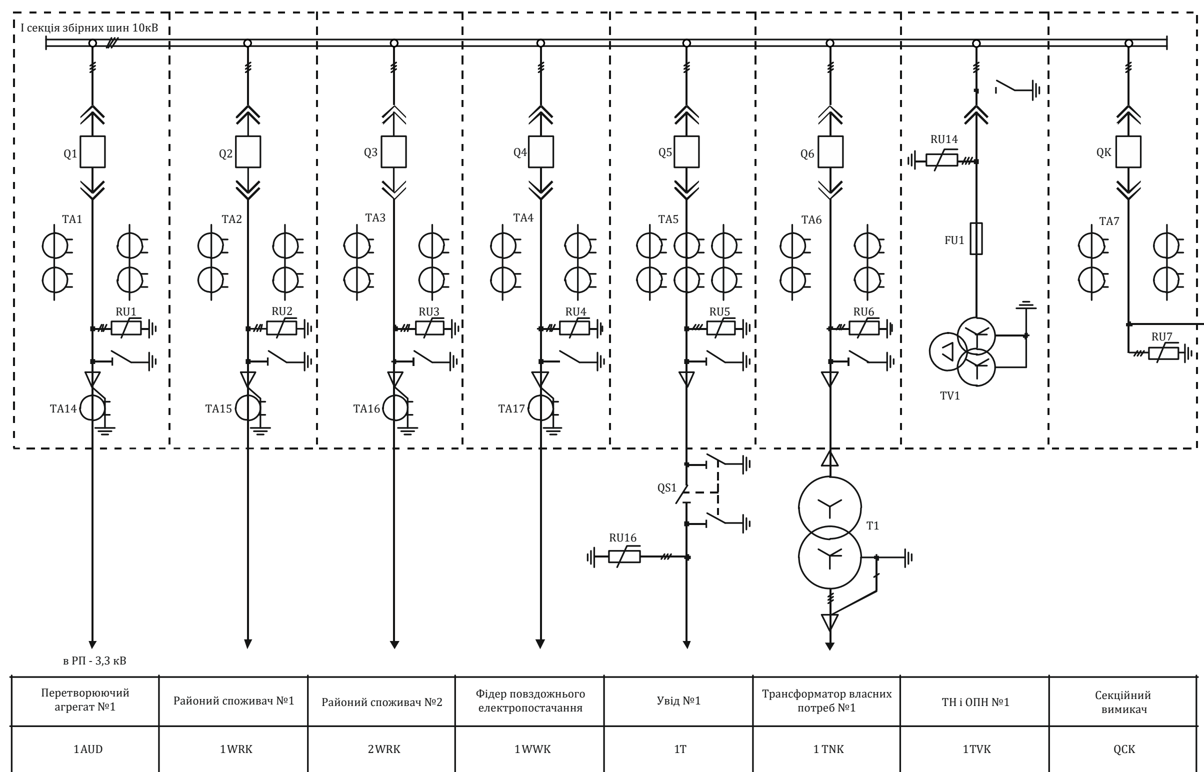
ЗРУ – 6 (10) кВ тягової підстанції постійного струму (рис. 12.12) призначена для приймання електричної енергії, живлення тягових трансформаторів (перетворюючих агрегатів), трансформаторів власних потреб (ТВП), фідерів повздовжнього електропостачання (ФПЕ), фідерів залізничних і районних споживачів та трансформаторів напруги (ТН). Він виконується закритого типу (ЗРУ), тобто його обладнання розташовується в приміщенні (див. розділ 10).

ЗРУ – 6 (10) кВ виконується за схемою з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем, тобто одинарною секціонованою системою збірних шин (див. розділ 9). При цьому збірні шини виконуються жорсткими, як правило, прямокутного перерізу.

ЗРУ – 6 (10) кВ (рис. 12.12) складається з таких комплектних комірок (див. розділ 10):

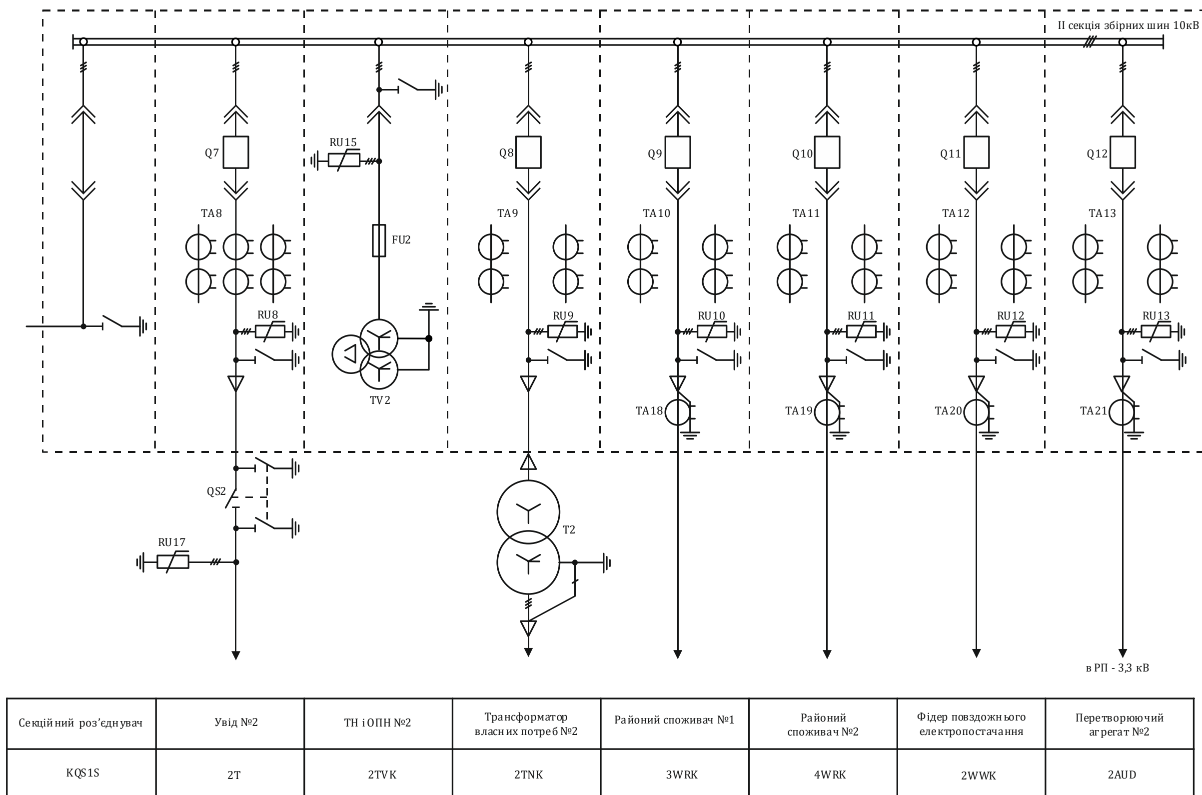
- комірок уводів (1T, 2T), які призначені для підключення обмоток 6 (10) кВ силових трансформаторів до секцій збірних шин;
- комірок тягових трансформаторів (1AUD, 2AUD), які призначені для підключення обмоток 6 (10) кВ тягових трансформаторів до секцій збірних шин;
- комірок трансформаторів власних потреб (1TNK, 2TNK), які призначені для підключення обмоток 6 (10) кВ ТВП до секцій збірних шин;
- комірок трансформаторів напруги (ТН) та обмежувачів перенапруг (ОПН) (1TVK, 2TVK), які призначені для підключення ТН до секцій збірних шин для живлення вторинних кіл;
- комірок фідерів повздовжнього електропостачання (1WWK, 2WWK), які призначені для живлення нетягових споживачів залізниць, а також для резервування ліній автоблокування;

- комірок фідерів залізничних та районних споживачів (1WRK, 2WRK, 3WRK, 4WRK), які призначені для живлення фідерів залізничних та районних споживачів;
- комірки секційного вимикача (QCK) та секційного роз’єднувача (KQS1S), які призначені для секціонування збірних шин 6 (10) кВ на дві секції – першу та другу.



Перетворюючий агрегат №1	Районий споживач №1	Районий споживач №2	Фідер повздожнього електропостачання	Увід №1	Трансформатор власних потреб №1	ТН і ОПН №1	Секційний вимикач
1AUD	1WRK	2WRK	1WWK	1T	1TNK	1TVK	QCK

ЗРУ – 10 кВ



Секційний роз’єднувач	Увід №2	ТН і ОПН №2	Трансформатор власних потреб №2	Районий споживач №1	Районий споживач №2	Фідер повздожнього електропостачання	Перетворюючий агрегат №2
KQS1S	2T	2TVK	2TNK	3WRK	4WRK	2WWK	2AUD

Рис. 12.12 Схема первинної комутації РУ – 6 (10) кВ.

Секційний вимикач QK (рис. 12.12) може бути увімкненим або вимкненим і його доповнюють релейним захистом. Крім того, якщо секційний вимикач знаходиться у вимкненому стані, то його ще доповнюють пристроєм автоматичного вмикання резервного живлення (АВР). Під дією пристрою АВР секційний вимикач автоматично вмикається при вимкненні вимикача будь-якого уводу. Якщо секційний вимикач нормально увімкнений, то при короткому замиканні на будь-якій секції збірних шин під дією релейного захисту вимикається секційний вимикач та вимикач уводу ушкодженої секції. Інша секція збірних шин залишається в роботі. Таким чином, при секціонуванні збірних шин вимикачем одна з секцій завжди залишається в роботі при будь-яких ушкодженнях.

Всі комірки (крім комірок ТН та ОПН) виконуються з вакуумними вимикачами на викотних візках, які постачаються зі штепсельними роз’ємами (втичними контактами). Для захисту обладнання від перенапруг, які можуть виникнути при комутації вакуумних вимикачів передбачається встановлення обмежувачів перенапруг RU1 – RU13. В кожній комірці використовуються стаціонарні заземлюючі ножі, які забезпечують безпеку ведення робіт в середині комірок. Комірка секційного вимикача виконується з вакуумним вимикачем QK та трансформаторами струму ТА7. Секційний штепсельний роз’єднувач KQS1S виконується на викотному візку і має штепсельні роз’єми (втичні контакти). Його використовують для створення видимого розриву кола при ремонтних роботах на секціях збірних шин. Живлення від обмоток 6 (10) кВ силових трансформаторів подається на секції збірних шин кабельними вставками через вимикачі Q5 та Q7 та трансформатори струму ТА5 та ТА8, які встановлюють у трьох фазах для підключення диференційного захисту силових трансформаторів. Роз’єднувачі QS1 та QS2 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами необхідні для створення видимого розриву кола при виконанні ремонтних робіт в комірках уводів.

Вимикачами Q1 та Q12 приєднують через кабельні вставки перетворюючі агрегати до секцій збірних шин, а до трансформаторів струму ТА1 та ТА13 підключають захист перетворюючого агрегату.

Живлення фідерів повздовжнього електропостачання виконується через вимикачі Q4 та Q11 та трансформаторами струму ТА4 та ТА12, які встановлюють у двох фазах. Застосування трансформаторів струму (ТС) у двох фазах пояснюється тим, що мережі напругою 6 (10) кВ це мережі з ізольованою нейтраллю, а в них однофазне замикання не є режимом короткого замикання. В мережах з ізольованою нейтраллю струми однофазного замикання не перевищують 30 – 40 А при напрузі 10 кВ. Внаслідок незначної величини струму та відсутності порушення нормального режиму роботи електроприймачів, захист від цього виду ушкоджень виконується в основному з дією на сигнал.

Захист від однофазних замикань повинен діяти при струмі не більше 5А. Але при однофазних замиканнях на лініях повздовжнього електропостачання струм однофазних замикань може потрапити в рейкове коло (лінії повздовжнього електропостачання підвішуються на опорах контактної мережі з польової сторони), що може викликати помилкову дію сигнальної апаратури автоблокування. Для запобігання цього і для нормального руху поїздів однофазне замикання на лінії повздовжнього електропостачання та на всіх відгалуженнях від неї повинно бути негайно вимкнено. Таким чином, захист фідерів повздовжнього електропостачання від міжфазних КЗ та й однофазних замикань виконується з дією на вимикання вимикачів комірок фідерів повздовжнього електропостачання. Приєднання кабельної лінії фідера повздовжнього електропостачання до повітряної лінії повздовжнього електропостачання виконується за допомогою лінійного роз’єднувача з моторним приводом.

Від збірних шин відходить чотири фідера, які живлять споживачі через вимикачі Q3, Q2, Q9, та Q10 і трансформатори струму ТА2, ТА3, ТА10 та ТА11. Трансформатори

струму призначені для живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і реле та ізоляції їх від високої напруги, і встановлюються у двох фазах. Споживачі першої та другої категорії для надійного електропостачання отримують живлення по двох фідерах, які відходять від різних секцій шин. При вимиканні або пошкодженні одного фідера або однієї секції, споживач буде отримувати електроенергію від іншої секції.

Для живлення споживачів власних потреб: кіл електричного освітлення, вентиляції, кондиціювання, електричного опалення тощо, а також здійснення ремонтних робіт, передбачено встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП) Т1 та Т2. ТВП приєднуються до шин через вимикачі Q6 та Q8. Трансформатори струму ТА6 та ТА9 використовуються для приєднання захисту ТВП. Облік електричної енергії, яка йде на власні потреби підстанції, здійснюється з боку вторинної напруги ТВП.

Захист кабельних ліній від однофазних замикань виконується за допомогою трансформаторів струму нульової послідовності (ТСНП) ТА14 – ТА21, які монтуються під кабельною воронкою та обов'язково заземлюються для запобігання хибного спрацьовування захисту при однофазних замиканнях на інших лініях.

Застосування спеціального захисту від однофазних замикань пояснюється тим, що цей вид ушкоджень найпоширеніший, тому необхідно мати спеціальний захист від них, який діє на сигнал (фідера районних споживачів) чи на вимикання (фідера повздовжнього електропостачання).

До секцій шин ЗРУ – 6 (10) кВ приєднуються трансформатори напруги TV1 та TV2, які захищаються від струмів КЗ запобіжниками FU1 та FU2. Для захисту ізоляції ЗРУ – 6 (10) кВ від перенапруг передбачається встановлення обмежувачів перенапруг (ОПН) RU14 та RU15.Трансформатори напруги, обмежувачі перенапруг та запобіжники однієї секції розташовано на загальному викотному візку.

Схеми первинної комутації ЗРУ –6 (10) кВ тягової підстанції змінного струму (рис. 12.13) виконуються за аналогічними принципами, що й схема первинної комутації ЗРУ – 6 (10) кВ тягової підстанції постійного струму, але має певні відмінності. Так в ЗРУ – 6 (10) кВ тягової підстанції змінного струму відсутні комірки перетворюючих агрегатів, комірки фідерів повздовжнього електропостачання та комірки трансформаторів власних потреб (при виконанні РУ – 27,5 кВ відкритого типу). При застосуванні РУ – 27,5 кВ модульного типу та при використанні «сухих» трансформаторів власних потреб, комірки трансформаторів власних потреб передбачаються при розробці схеми первинної комутації ЗРУ – 6 (10) кВ тягових підстанцій змінного струму при напрузі на її шинах 110 (220)/27,5/10 кВ.

Типовими схемами передбачається живлення повітряних ліній системи сигналізації, централізації та блокування (ПЛ СЦБ) напругою 6, 10 кВ через окремий трансформатор.

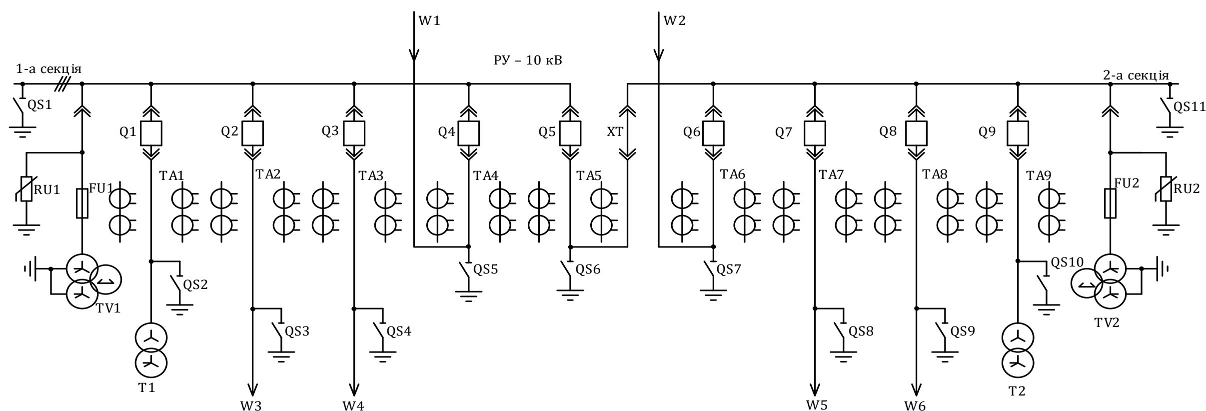


Рис. 12.13 Схема первинної комутації ЗРУ – 6 (10) кВ тягової підстанції змінного струму

Пристрої системи сигналізації, централізаціїі та блокування (СЦБ) - сукупність пристроїв автоматики, призначених для подання вказівок поїздному персоналу та іншим робітникам, пов'язаних з рухом поїздів і маневровою роботою (пристрої сигналізації); переводу (переважно на станціях) стрілок, запирання їх в крайніх положеннях та встановлення взаємозв'язку між стрілками і сигналами (пристрої централізації), зв'язку між станціми та їх районами, а також між ділянками на перегонах, встановлюючі між ними відповідну залежність між прийманням і відправленням поїздів, а також їх руху по перегонах (пристрої блокування).

На тягових підстанціях живленння в ПЛ СЦБ подається через підвищувальний трансформатор від шин 0,4 кВ, які отримують живлення від трансформаторів власних потреб (ТВП) підстанції.

Живлення повітряних ліній сигналізації, централізації та блокування (ПЛ СЦБ) здійснюється від комплектного розподільної установки зовнішнього розташування (КРУЗ СЦБ), схеми первинної комутації, якого наведені на рис 12.14.

Напруга на шини КРУЗ СЦБ подається від підвищувального трансформатора Т через вимикач Q2 та трансформатори струму ТА2. Первинна обмотка підвищувального трансформатора Т підключається до шин власних потреб.

Для живлення пристроїв СЦБ використовується подвійна трансформація – спочатку напруга знижується ТВП, а потім підвищується трансформатором Т. Це необхідно для виключення електричного зв'язку між збірними шинами 6 (10) кВ та лінією СЦБ (існує тільки магнітний зв'язок). Така схема живлення ПЛ СЦБ виключає можливість підживлення місця однофазного замикання (при його виникненні) на лінії СЦБ з боку збірних шин 6 (10) кВ. ПЛ СЦБ живляться від секцій шин через вимикачі Q1 та Q3 трансформатори струму ТА1 та ТА3 і кабельні вставки.

Кабельні вставки фідерів СЦБ до ПЛ СЦБ приєднуються за допомогою лінійних роз'єднувачів QS1 та QS3 з моторними приводами. Захист кабельних вставок від однофазних замикань виконується за допомогою трансформаторів струму нульової послідовності (ТСНП) ТА4 та ТА5.

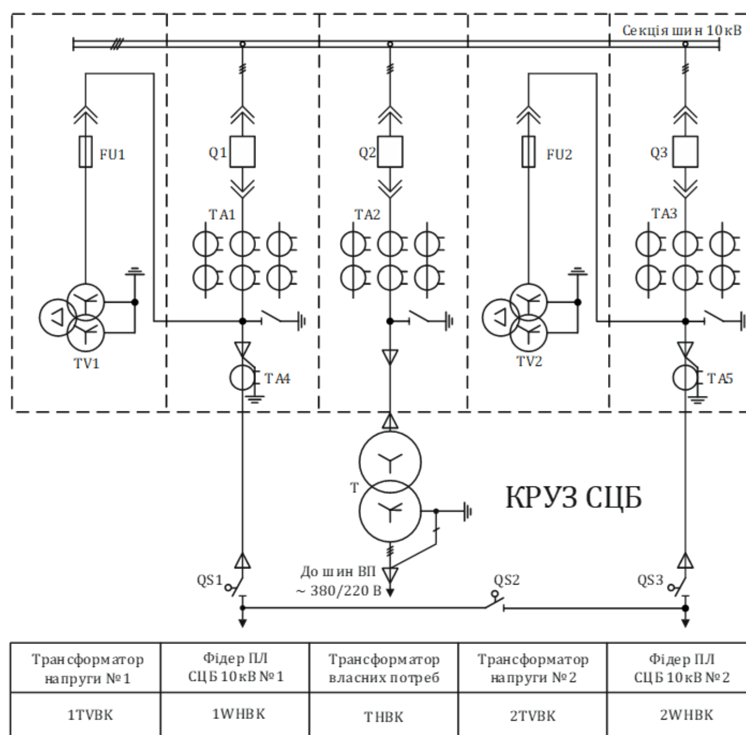


Рис. 12.14 Схема первинної комутації КРУЗ СЦБ

Для можливості виводу в ремонт обладнання комірок фідерів СЦБ передбачається встановлення роз’єднувача QS2 з моторним приводом, який дає змогу виконувати живлення двох ПЛ СЦБ від однієї комірки фідера СЦБ. До секції шин приєднуються трансформатори TV1,TV2, які захищаються від струмів КЗ запобіжниками FU1,FU2. При застосуванні вакуумних вимикачів питання захисту електрообладнання від перенапруг, що виникають при комутаціях вакуумними вимикачами, вирішується шляхом встановлення на викотних візках ОПН.

12.4.4 Схема первинної комутації РУ – 35 кВ

Розподільна установка напругою 35 кВ (РУ – 35 кВ) — призначена для прийому електроенергії від ліній електропередач та розподілу її між окремими споживачами.

Розподільна установка напругою 35 кВ виконується, як правило, відкритого типу (ВРУ), тобто її основне обладнання розташовується на відкритому повітрі (див. розділ 9).

ВРУ – 35 кВ тягової підстанції (рис. 12.15) призначений для приймання електричної енергії, живлення фідерів залізничних і районних споживачів та виконується за одинарною секціонованою вимикачем QK системою збірних шин.

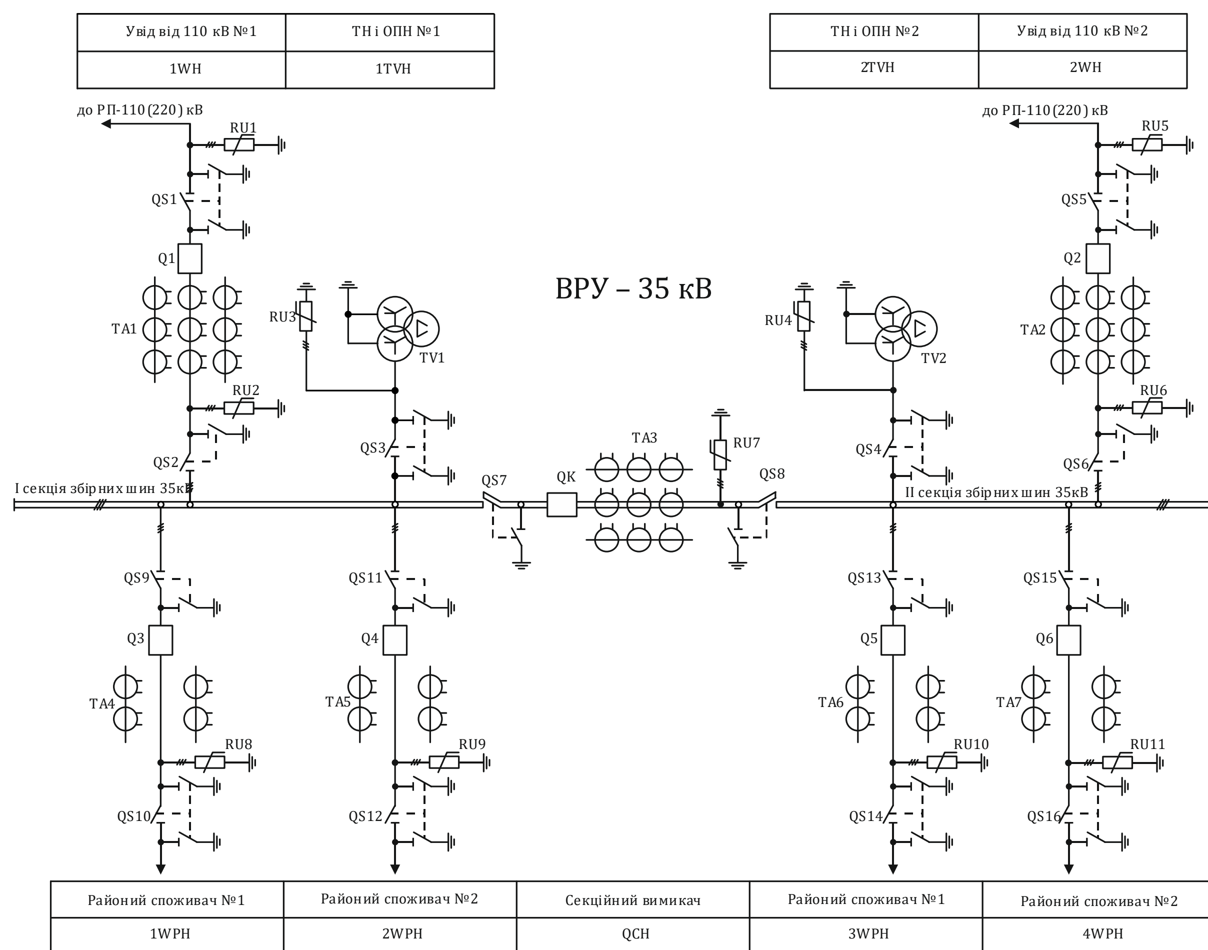


Рис. 12.15 Схема первинної комутації РУ – 35 кВ

Електрична енергія надається на збірні шини за двома уводами 1WH та 2WH від обмоток 35 кВ силових трансформаторів. На кожному уводі встановлені вакуумні вимикачі Q1 та Q2, трансформатори струму TA1та TA2 у трьох фазах для приєднання, в першу чергу, диференційного захисту силових трансформаторів.

До обмоток 35 кВ силових трансформаторів вимикачі Q1 та Q2 приєднуються роз'єднувачами QS1 та QS5 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, а до секцій шин – шинними роз'єднувачами QS2 та QS6 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами.

Секційний вакуумний вимикач QK та трансформатори струму TA3 приєднуються до секцій шин за допомогою секційних роз'єднувачів QS7 та QS8 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами.

Трансформатори напруги TV1 та TV2 і обмежувачі перенапруг (ОПН) RU3 та RU4 приєднуються до секції шин через роз'єднувачі QS3 та QS4, які мають заземлюючі ножі для заземлення TV1, TV2, RU3 та RU4 при ремонті і ножі заземлення секцій шин.

Живлення районних споживачів першої категорії №1 та №2 здійснюється фідерами 1WPH, 2WPH, 3WPH та 4WPH. На кожному фідері встановлені вакуумні вимикачі Q3, Q4, Q5 та Q6, трансформатори струму TA4, TA5, TA6 та TA7 у двох фазах (див. схему РУ – 6 (10) кВ). До секцій шин фідера приєднуються шинними роз'єднувачами QS9, QS11, QS13 та QS15 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами, а до ліній – лінійними роз'єднувачами QS10, QS12, QS14 та QS16 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами.

Роз'єднувачі з обох боків вимикачів Q1, Q2, QK, Q3, Q4, Q5 та Q6 дозволяють забезпечити безпеку виконання ремонтних робіт на вимикачах та трансформаторах струму TA1, TA2, TA3, TA4, TA5, TA6 та TA7.

Для захисту від перенапруг обмоток 35 кВ силових трансформаторів встановлюються ОПН RU1 та RU5, для захисту від перенапруг при комутаціях вакуумних вимикачів встановлюються ОПН RU2, RU6, RU7, RU8, RU9, RU10 та RU11, а для захисту від перенапруг трансформаторів напруги, встановлюються ОПН RU3 та RU4.

Схема первинної комутації розподільної установки напругою 35 кВ закритого типу (ЗРУ – 35 кВ) практично не відрізняється від схеми первинної комутації ЗРУ – 6 (10) кВ тягової підстанції змінного струму. Тому ми не будемо зупинятися на розгляді цього питання.

12.4.5 Схема первинної комутації РУ – 3,3 кВ

Розподільна установка постійного струму на напругу 3,3 кВ (РУ – 3,3 кВ) використовується для живлення тягових мереж постійного струму та виконується закритого типу (ЗРУ – 3,3 кВ).

ЗРУ – 3,3 кВ слугує для приймання випрямленої напруги 3,3 кВ від перетворюючих агрегатів, передавання напруги в тягову мережу, організації плавлення ожеледі та профілактичного підігріву проводів контактної мережі, приєднання інверторів та згладжувальних пристроїв (пристроїв фільтрації).

Перетворюючі агрегати слугують для перетворення змінного струму в постійний напругою 3,3 кВ за шестипульсовою схемою випрямлення (рис. 12.16) або за дванадцятипульсовою схемою випрямлення (рис. 12.17) в системі тягового електропостачання залізниць.

Агрегат (рис. 12.16) складається з перетворюючого (тягового) трансформатора T та випрямляча UD. До шин РУ – 6 (10) кВ перетворювач приєднується через вимикач Q. До трансформаторів TA1 та TA2 приєднані: амперметр, релейний захист (максимальний струмовий захист та струмова відсічка), пристрої автоматики вмикання резервного перетворюючого агрегату. Заземлюючі ножі QSG1 використовуються для забезпечення безпеки виконання ремонтних робіт. Тяговий трансформатор має захист: газовий – від внутрішніх ушкоджень, пов'язаних з порушенням ізоляції обмоток; від зниження рівня масла розширювача; термічну – від збільшення температури масла вище припустимої.

Рис. 12.16 Схема перетворюючого агрегату за шести пульсовою схемою випрямління

Випрямляч UD приєднується до вторинної обмотки тягового трансформатора Т, яка з'єднана в «трикутник» (рис. 12.16) або в «трикутник» та «зірку» (рис. 12.17). Мостова схема випрямлення, за якою зібраний перетворюючий агрегат, забезпечує на шинах 3,3 кВ шестипульсову (рис. 12.16) та дванадцятипульсову (рис. 14.17) випрямлену напругу. Випрямляч захищається від комутаційних перенапруг обмежувачами перенапруг (ОПН) RU1, RU2, RU3, (рис. 12.16) RU1, RU2, RU3, RU4, RU5, RU6 (рис. 12.17), а діодні гілки плеч містка – резисторно – конденсаторними RC – контурами, які також знижують швидкість зростання зворотної напруги, що прикладається до діодів. До шин РУ – 3,3 кВ випрямляч приєднується швидкодіючим вимикачем QF та роз'єднувачем QS (рис. 12.16) або QS1 (рис. 12.17). Вимикач QF захищає випрямляч та тяговий трансформатор від зворотних струмів, які виникають при пробої ізоляції або діодів. Цей вимикач називається катодним вимикачем. Роз'єднувач QS (QS1) з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом використовується при ремонтних роботах, а його заземлюючі ножі QSG2 (рис. 12.16) або QSG1 (рис. 12.17) крім заземлення вимикача QF та випрямляча UD забезпечують розряд конденсаторів С (С1 та С2) через розрядний резистор R1, конденсатори С (рис. 12.16) або С1, С2 (рис. 12.17) захищаються запобіжником FU1. Ці конденсатори слугують для відфільтрування високочастотних

гармонік, які виникають в процесі випрямлення змінного струму, для запобігання їх розповсюдженню за межі підстанції і створенню високочастотних заважаючих радіохвиль в тяговій мережі. Вимірювання випрямленої напруги та випрямленого струму перетворювача здійснюється за допомогою вольтметра PV та амперметра PA. Вольтметр відградурований у кіловольтах з розрахунком резистора R3, який обмежує струм в колі приладу. Захищається вольтметр PV запобіжником FU2. Амперметр PA вмикається в коло випрямленого струму за допомогою шунтуючого резистора R2 і градурується в кілоамперах. Крім того, для вимірювання струму та напруги в первинному колі та передавання їх в пристрої цифрового захисту і автоматики (ЦЗА) встановлюються датчики струму UA та напруги UV (рис. 12.17).

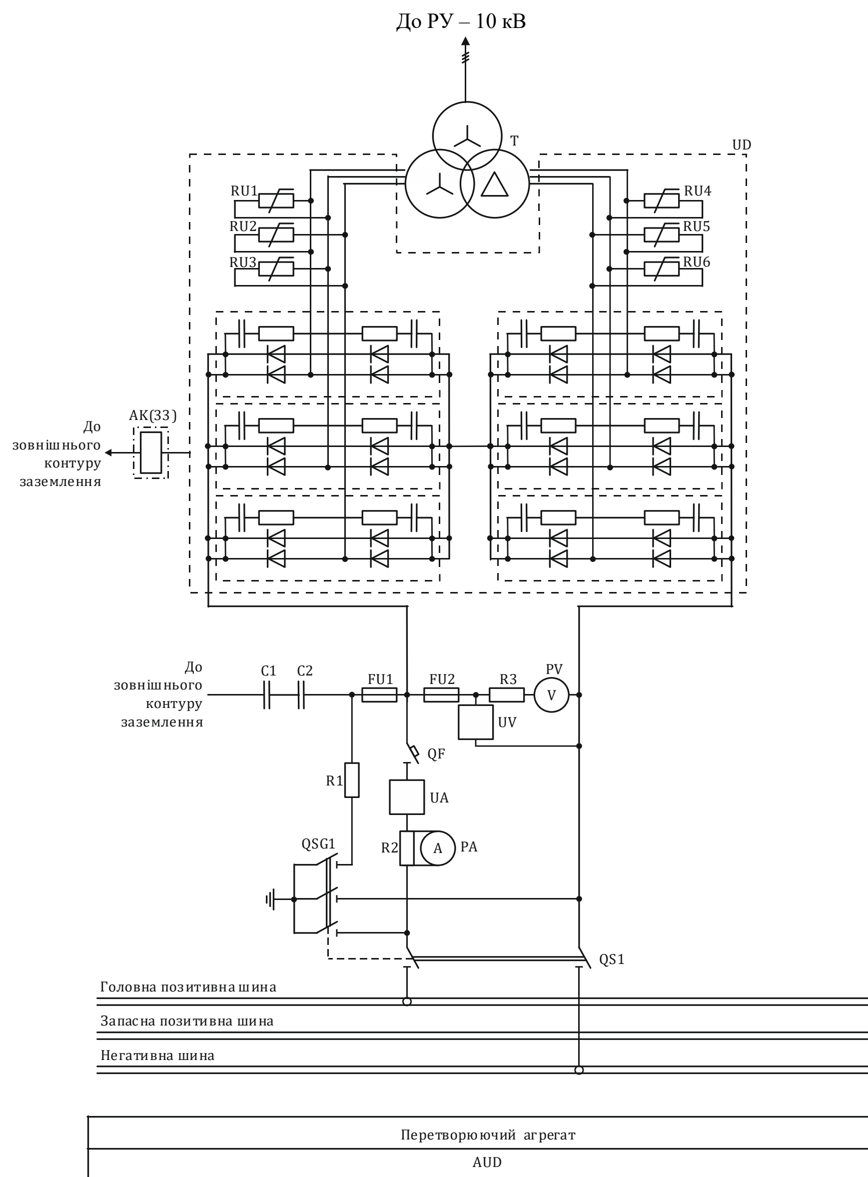
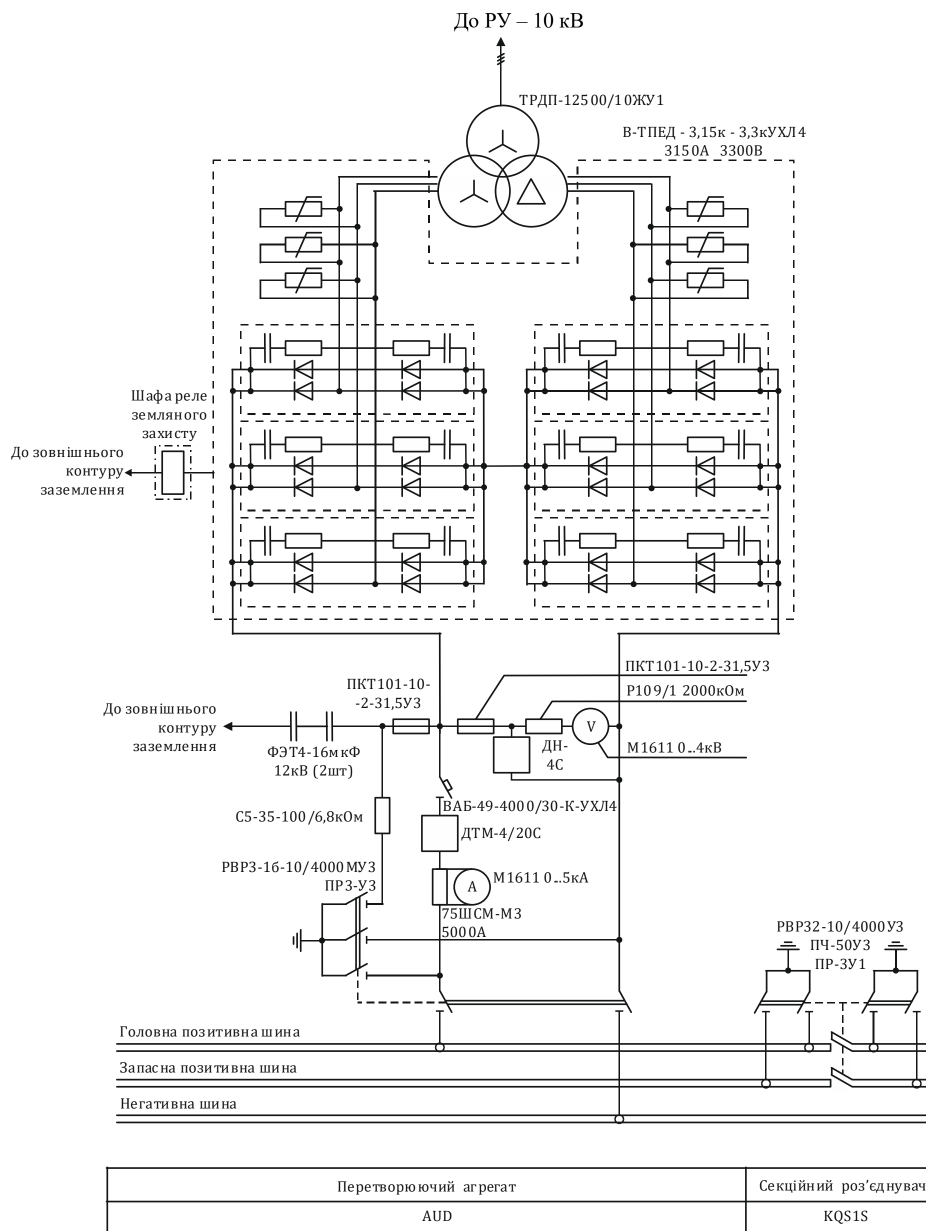


Рис. 10.17 Схема перетворюючого агрегату за дванадцятипульсовою схемою випрямління

Вмикання перетворюючого агрегату під навантаження здійснюється почерговим вмиканням вимикача QF з боку 3,3 кВ та Q з боку 10 кВ при увімкненому роз'єднувачі QS (QS1) при цьому заземлюючі ножі QSC1 та QSC2 (рис. 12.16) або QSC1 (рис. 12.17) повинні бути вимкнені. Захист випрямляча від пробою ізоляції на контур заземлення випрямляча здійснює комплект заземляного захисту AK, який приєднує контур

заземлення обладнання випрямляча (шафи, фланці ізоляторів, випрямлячі) до зовнішнього контуру заземлення підстанції. Захист при пробої ізоляції діє на вимикання вимикачів Q та QF з боку шин 10 кВ та 3,3 кВ (приклад схемного рішення перетворюючого агрегату за дванадцятипульсовою схемою випрямлення наведений на рис. 14.17). Приклад схеми первинної комутації перетворюючого агрегату з реальним обладнанням наведений на рис. 12.18.



Перетворюючий агрегат	Секційний роз'єднувач
AUD	KQS1S

Рис. 12.18 Схема первинної комутації перетворюючого агрегату

Схема РУ – 3,3 кВ (рис. 12.19) виконується з робочою (РШ), запасною (Зап) та мінусовою (МШ) шинами, тобто з головною позитивною шиною, запасною позитивною шиною та негативною шиною. Робоча та запасна шини складаються з трьох секцій, мінусова шина – не секціонується. До першої секції приєднуються перетворюючий агрегат ПА1 та живильні лінії (фідери) контактної мережі Ф1 та Ф2. До третьої секції приєднуються другий перетворюючий агрегат ПА2 та третій фідер контактної мережі Ф3. До другої секції приєднані обмежувач перенапруг (ОПН), запасний вимикач та згладжувальний пристрій. Від мінусової шини відходить рейковий фідер РФ, який також

називається відсмоктуючою лінією, тому що по ній струм повертається на підстанцію з тягової рейки.

Секціонування робочої та запасної шини двома роз'єднувачами QS3 та QS4 (QS2 на рис. 12.17) дозволяє почергово виводити в ремонт першу та третю секції без повного вимикання РУ – 3,3 кВ. Наприклад, при ремонті першої секції спочатку вимикають швидкодіючі вимикачі QF3 та QF4 фідерів контактної мережі, після чого їх роз'єднувачі QS5 та QS6 першого фідера, QS9 та QS10 другого фідера (вони попарно керуються загальним ручним приводом). На уводі від перетворюючого агрегату ПА1 вимикається швидкодіючий вимикач QF1 та роз'єднувач QS1, наприкінці вимикається секційний роз'єднувач QS3, а секція заземлюється його заземлюючим ножем. Після закінчення ремонтних робіт перемикання виконуються у зворотній послідовності і вимикають заземлюючий ніж, вмикають роз'єднувач QS3, QS1 та швидкодіючий вимикач QF1, потім роз'єднувачі фідерів QS5, QS6, QS9, QS10 та швидкодіючі вимикачі фідерів QF3 та QF4.

На схемі показана мінімальна кількість фідерів контактної мережі, але в реальності, на двоколійних ділянках електрифікованих залізниць, кількість фідерів може бути від п'яти до дванадцяти. Ця кількість залежить як від кількості колій електрифікованої ділянки, так й від колійного розвитку станції, на якій розташована тягова підстанція. Розглянемо схему фідера контактної мережі Ф1. На фідері використовуються однополюсні роз'єднувачі: шинний QS5, лінійний QS6 та щогловий QS7. Останній встановлюється за межами приміщення РУ – 3,3 кВ на щоглі (металевій опорі) і є фідерним роз'єднувачем контактної мережі. Для виводу вимикача QF3 в ремонт, необхідно попередньо забезпечити живлення фідера від запасної шини через обхідний роз'єднувач QS8. В нормальному режимі на запасній шині напруга відсутня. Для подачі напруги на запасну шину від робочої передбачений запасний вимикач QF5 з двополюсним роз'єднувачем QS15. Перехід живлення контактної мережі по фідеру Ф1 через запасний вимикач здійснюється без перерви живлення електрорухомого складу в такій послідовності: вмикається шинний роз'єднувач QS15 запасного вимикача та обхідний роз'єднувач QS8 фідера Ф1; вмикається запасний вимикач QF5, живлення від робочої шини РШ подається на запасну шину через запасний вимикач та через обхідний роз'єднувач QS8 на фідер Ф1; потім вимикається вимикач фідера QF3 та роз'єднувачі QS5 та QS6 (одночасно загальним ручним приводом); вмикаються заземлюючі ножі роз'єднувачів QS5 та QS6 загальним ручним приводом.

Якщо існує небезпека пробою ізоляції запасної шини під час відсутності на ній напруги, то попередньо необхідно перевірити цілісність ізоляції. Тоді порядок перемикань буде наступним: вмикається шинний роз'єднувач QS15 та запасний вимикач QF5, напруга з робочої шини подається на запасну шину та перевіряється її ізоляція;вимикається запасний вимикач QF5; вмикається обхідний роз'єднувач фідера Ф1 QS8 і знову вмикається QF5; в результаті фідер починає отримувати живлення по обхідному колу через запасний вимикач; вимикається фідерний вимикач QF3, шинний QS3 та лінійний QS6 роз'єднувачі та вмикаються їх заземлюючі ножі для забезпечення безпеки ремонтних робіт. Введення фідера в роботу здійснюється у зворотній послідовності: вимикаються заземлюючі ножі роз'єднувачів фідера Ф1; вмикаються роз'єднувачі QS5 та QS6, фідерний вимикач QF3; вимикається запасний вимикач QF5, обхідний роз'єднувач QS8 та роз'єднувач QS15 запасного вимикача. На фідерах для захисту ізоляції РУ – 3,3 кВ від атмосферних перенапруг застосовуються обмежувачі перенапруг RU1, RU2 та RU4, які встановлюються на відкритій частині підстанції за прохідними ізоляторами. Обмежувачі перенапруг зрізають хвилю набігаючої з контактної мережі перенапруги. Для надійного вимикання обмежувачів перенапруг, вони доповнюються роговими розрядниками з плавкою вставкою.

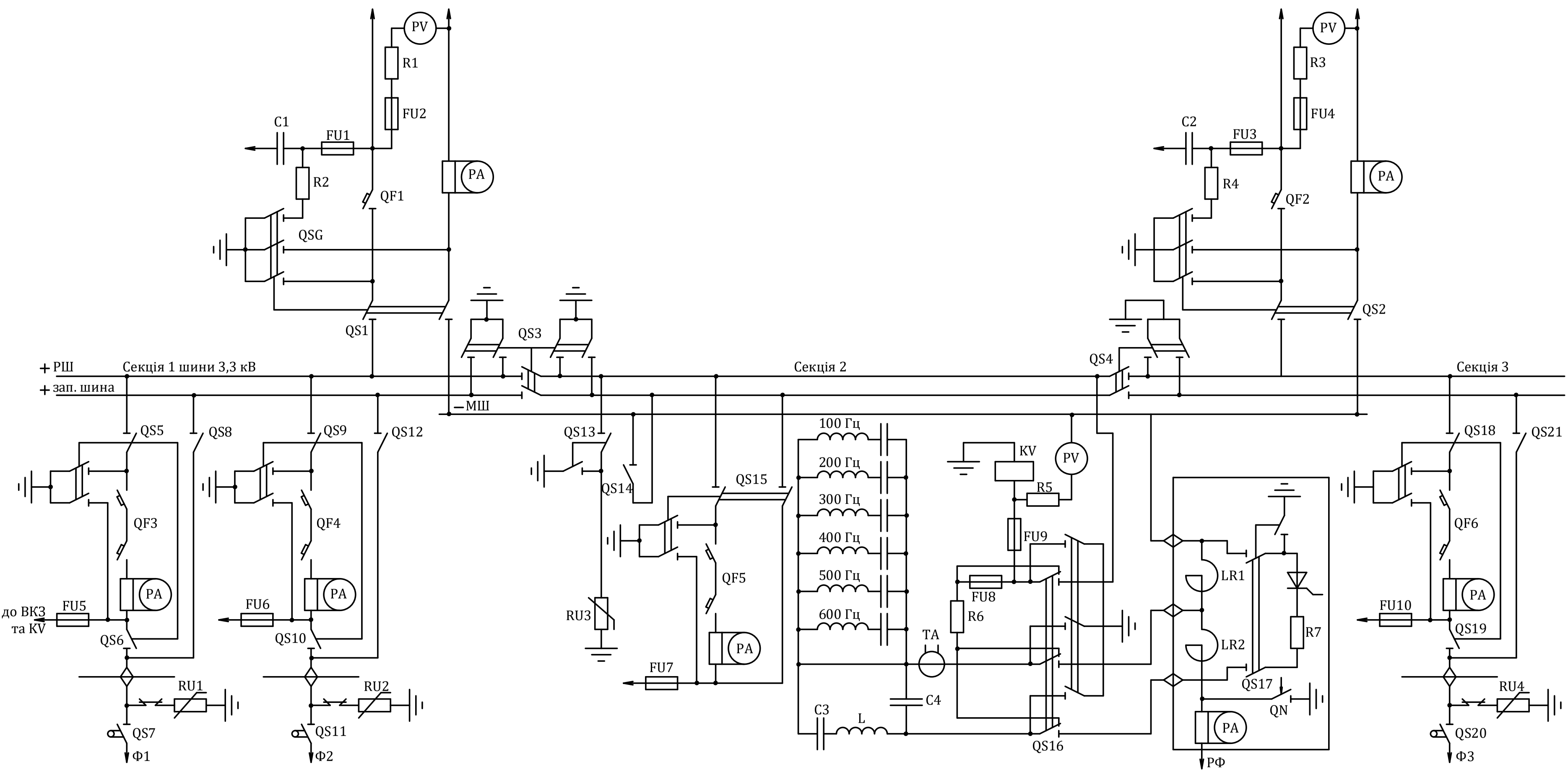


Рис. 14.19 Схема первинної комутації РП – 3,3 кВ

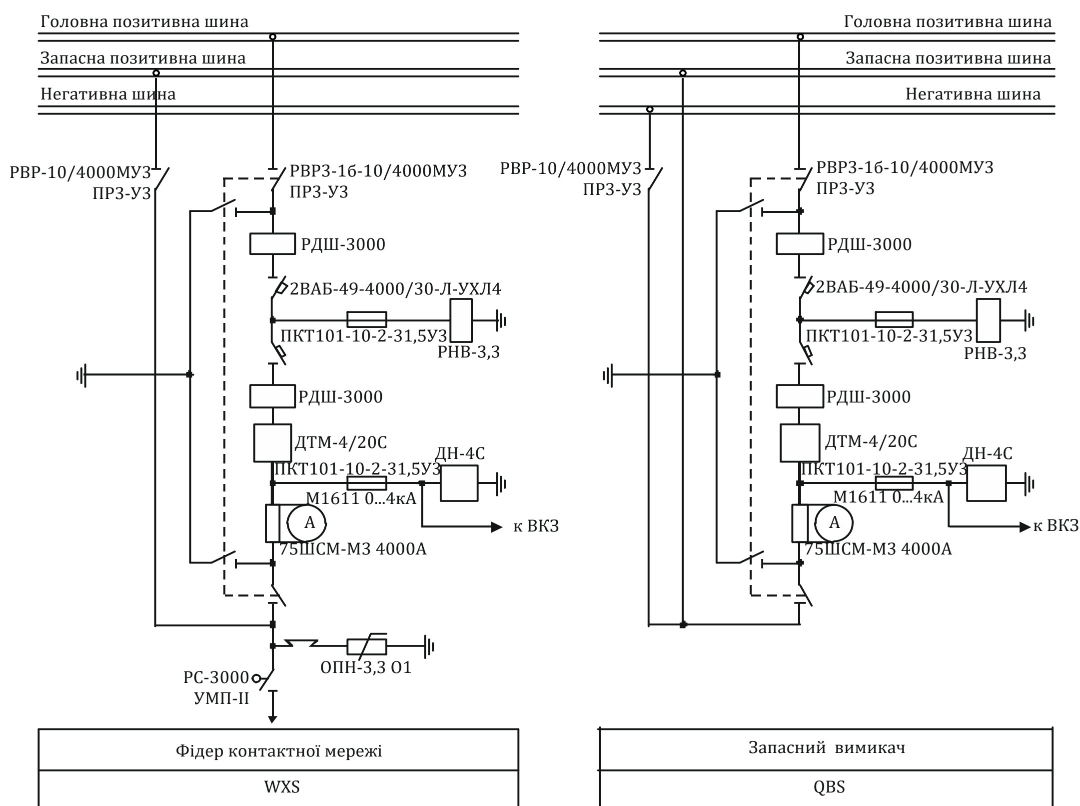


Рис. 12.20 Схема первинної комутації модернізованих комірок зі стаціонарним встановленням вимикачів

На фідерах для захисту ізоляції РУ – 3,3 кВ від атмосферних перенапруг застосовуються обмежувачі перенапруг RU1, RU2 та RU4, які встановлюються на відкритій частині підстанції за прохідними ізоляторами. Обмежувачі перенапруг зрізають хвилю набігаючої з контактної мережі перенапруги. Для надійного вимикання обмежувачів перенапруг, вони доповнюються роговими розрядниками з плавкою вставкою.

Комірки зі стаціонарним встановленням вимикачів (типу КСО), які наведені на схемі (рис. 12.19) використовувались з початку електрифікації на постійному струмі.

Періодично, з появою нового виконання комутаційних апаратів або інших компонентів, схемні рішення та конструкції комірок змінювалися. Приклад схемних рішень модернізованих комірок зі стаціонарним встановленням вимикачів наведений на рис. 14.20.

Для захисту ізоляції обладнання від комутаційних перенапруг до другої секції приєднується розрядник (ОПН) RU3, який також здійснює резервування розрядників(ОПН) фідерів контактної мережі. В комірці запасного вимикача встановлюється роз’єднувач QS14, який призначений для плавлення ожеледі. Згладжувальний пристрій (ЗП) тягової підстанції приєднується до другої секції шин РУ – 3,3 кВ.

На схемі рис. 12.19 зображено двохланковий семиконтурний ЗП. LC – контури першої ланки настроєні на частоти від 100 до 600 Гц. Вони приєднуються через запобіжник та полюс триполюсного перемикача QS16 до шин РШ та через середній полюс та прохідний ізолятор до рейкового фідера між реакторами LR1 та LR2.

Друга ланка ЗП має фільтр, який складається з одного конденсатора та реактор LR2, до якого конденсатор приєднується через третій полюс перемикача QS16. Перемикач QS16 виконується на базі триполюсного роз’єднувача. При вимиканні його ножами

замикається коло розряду конденсаторів на розрядний резистор R6. При вмиканні заземлюючих ножів перемикача QS16 дублюються кола розряду конденсаторів та забезпечується безпека персоналу при здійсненні робіт у фільтропристрої ЗП. Трансформатор струму TA призначений для приєднання пристроїв сигналізації про збільшення струму в згладжуючих фільтрах (ЗФ). В коло вторинної обмотки цього трансформатора вмикають амперметр та реле струму (на схемі не показані). Реле необхідне для подання сигналу обслуговуючому персоналу про збільшення струму в ЗФ з витримкою часу 1 – 2 с (наприклад: при значній несиметрії або несинусоїдальності живлячих напруг, обриві кола однієї фази обмоток тягового трансформатора, при яких можливе виникнення гармоніки 150 Гц, що заважає нормальній роботі ліній зв’язку). Через перемикач QS16 до РШ приєднується вольтметр PV та датчик напруги KV, який використовується в схемах автоматики. Важливою перевагою застосування дванадцятипульсових випрямлячів є можливість застосування більш простих та економічних згладжуючих фільтрів (ЗФ). Замість двохланцюгових фільтрів, які застосовуються на тягових підстанціях з шестипульсовими випрямлячами при дванадцятипульсових випрямлячах можуть бути застосовані одноланцюгові резонансноаперіодичні згладжувальні фільтри (ЗФ). Схемне рішення згладжуючого пристрою (ЗП) з застосуванням таких фільтрів наведено на рис. 12.21, а схема цього ж пристрою з реальним обладнанням наведено на рис. 12.22. Розрядний пристрій, що шунтує реактори LR1 та LR2 при вмиканні роз’єднувача QS17 з дистанційним приводом, слугує для поліпшення вимикання вимикачами QF фідерів контактної мережі струмів КЗ поблизу підстанції. Вимикання вимикачів призводить до наведення ЕРС в реакторах LR1 та LR2 та перенапрузі в тяговій мережі. Коли перенапруга досягає певних значень, здійснюється відкривання тиристора VS та приєднання розрядного резистора до реакторів. Енергія, яка запаслася в реакторах, розсіюється в резисторах розрядного пристрою.

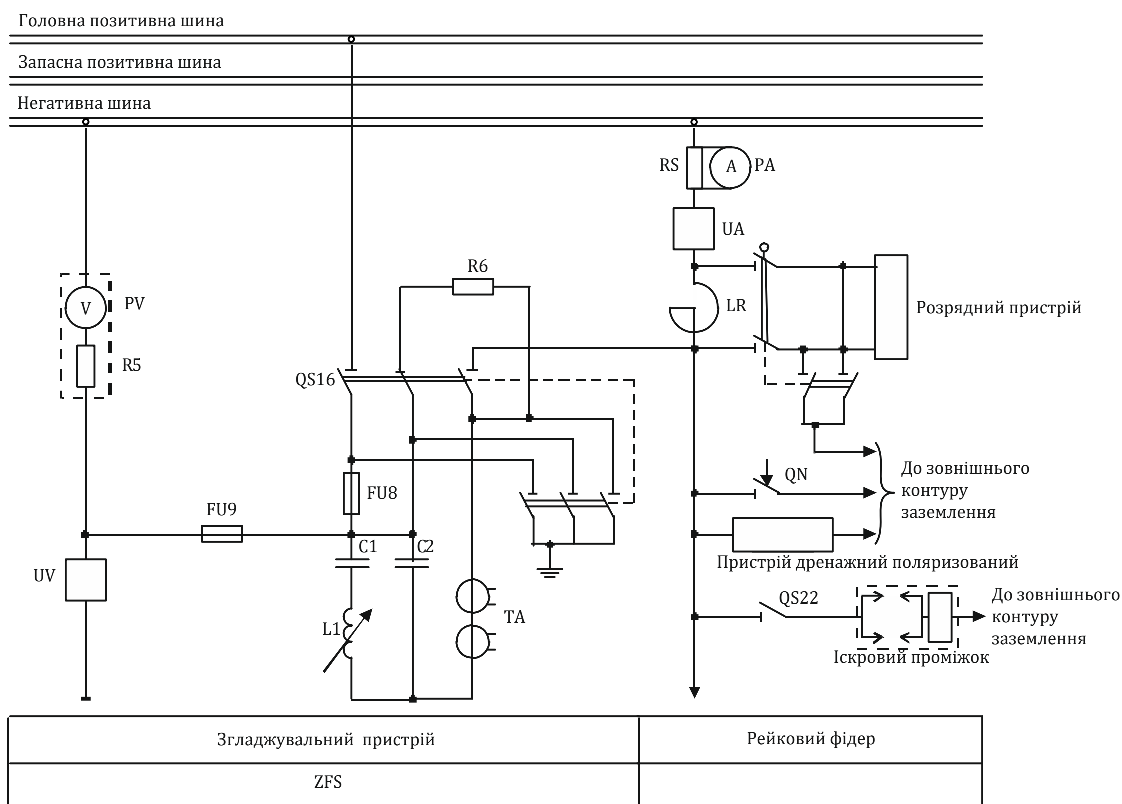


Рис. 12.21 Схема первинної комутації згладжуючого пристрою з застосуванням одноланцюгових резонансноаперіодичних згладжувальних фільтрів

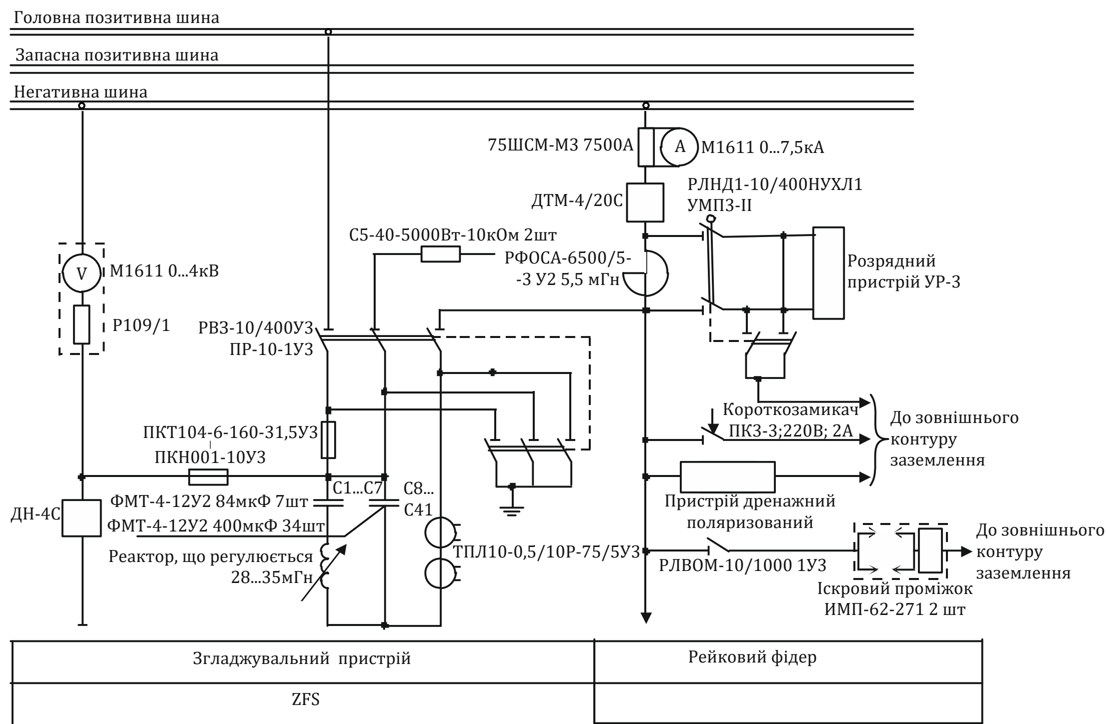


Рис. 12.22 Схема первинної комутації одноланцюгового згладжуючого пристрою з реальним обладнанням

Короткозамикач QN вмикається при пробої на землю ізоляції робочої шини або приєднаного до неї обладнання для створення шунтуючого кола, що виключає протікання струмів КЗ по оболонках кабелів, які прокладені по території підстанції, та іншим підземним спорудам. Короткозамикач з'єднує рейковий фідер (РФ) з контуром заземлення підстанції при спрацьовуванні земляного захисту РУ – 3,3 кВ. Амперметр, який приєднаний до рейкового фідера через шунт, вимірює загальний струм РУ – 3,3 кВ, що повертається на підстанцію з рейкового кола. Аналогічне приєднання мають амперметри на фідерах контактної мережі.

До кожного фідера контактної мережі через запобіжник FU приєднуються реле напруги KV та випробувач коротких замикань (ВКЗ). Реле напруги запускає при КЗ поблизу підстанції телеблокування, що передає високочастотний сигнал по лінії зв'язку, який вимикає вимикач поста секціонування або вимикає вимикач тягової підстанції протилежного кінця фідерної зони (при виведенні поста секціонування з роботи) та припиняє живлення точки КЗ від сусідньої підстанції. ВКЗ перевіряє стан контактної мережі після її автоматичного вимикання, тобто вимірює залишковий опір R_0 контактної мережі при автоматичному вимкненні швидкодіючих вимикачів та порівнює його з критичним опором $R_{КР}$, який встановлюється для певної ділянки контактної мережі. Якщо $R_0 < R_{КР}$, то це свідчить про глухе КЗ в контактній мережі і ВКЗ забороняє дію автоматичного повторного вмикання (АПВ), а при $R_0 > R_{КР}$ дозволяє дію АПВ фідера контактної мережі.

РУ – 3,3 кВ модульного виконання виконується на базі функціональних блоків повної заводської готовності. Набір та кількість функціональних блоків визначається схемою первинної комутації РУ – 3,3 кВ (рис. 12.24).

Типова класифікація функціональних блоків в залежності від призначення приєднання, наступна:

- фідера контактної мережі;
- катодного вимикача (приєднання випрямляча);
- секційного роз'єднувача;

- запасного вимикача;
- приєднання інвертора;
- приєднання згладжуючого пристрою (фільтропристрою).

Функціональний блок може складатися з різної кількості основних та допоміжних комірок та елементів. Основні комірки блоку призначені для отримання та розподілу живлення електроенергії постійного струму напругою 3,3 кВ.

В залежності від конструкції, комірки можуть бути зі стаціонарно встановленими вимикачами (наприклад, комірки типу 2С – 3,3) та з вимикачами, які встановлюються на висувних елементах (наприклад, комірки типу КВ – 3,3). Допоміжні комірки блоку призначені для стикування існуючих комірок РУ – 3,3 кВ або функціональних блоків існуючого типу (інших виробників). Шафи зовнішніх приєднань призначені для приєднання вторинних кіл функціонального блоку до кіл вторинної комутації РУ – 3,3 кВ та до вторинних кіл тягової підстанції. Шинопроводи являють собою набір мідних або алюмінієвих шин прямокутного перерізу з повітряною або комбінованою ізоляцією в металевій оболонці. Вони можуть бути трьох типів: для зв'язку двох блоків, для організації шинного уводу або для стикування з блоками інших типів.

Жгути міжкоміркових та міжшафових з'єднань вторинних кіл слугують для з'єднання вторинних кіл комірок між собою та шафою зовнішніх приєднань, виготовляються для кожного функціонального блока та РУ – 3,3 кВ в залежності від проекту.Апаратура для захисту, управління та автоматики, а також пристрої цифрового захисту та автоматики фідерів 3,3 кВ (ЦЗАФ – 3,3 кВ) приєднуються в коло вторинної комутації основних комірок блоку, набір функцій захисту, управління та автоматики вибираються в залежності від призначення конкретного приєднання.

В сучасних умовах на діючих тягових підстанціях РУ – 3,3 кВ виконані з однією робочою та однією запасною системами шин. Це рішення обумовлено тим, що основним захисним та комутаційним елементом для РУ – 3,3 кВ є автоматичний швидкодіючий вимикач. Конструкція вимикачів, які були розроблені раніше та матеріали, що використовувалися при цьому не гарантували надійну роботу апаратів при вимиканні струмів короткого замикання та малих струмів. Крім того, ці вимикачі вимагали частого виводу в ревізію та ремонт. Сучасні швидкодіючі вимикачі мають надійне конструктивне виконання, що дає змогу відмовитися від запасної шини та запасного вимикача. Невеликі розміри вимикачів дозволяють встановлювати їх на висувні елементі (візки), що дуже знижує габарити функціональних блоків та РУ – 3,3 кВ в цілому. Для кожного РП – 3,3 кВ у заводських умовах формується монтажний комплект, в який можуть входити шинопроводи, допоміжні з'єднання, рами та інше. Обладнання та матеріали монтажного комплекту дозволяють швидко у стислі терміни виконати монтаж РУ – 3,3 кВ. В залежності від вимог проекту комірки можуть виконуватись з запасною шиною або без неї. Типові схеми комірок КВ – 3,3 наведені на рис. 12.23.

Схема первинної комутації РП – 3,3 кВ з робочою та запасною системами шин на базі функціональних блоків КВ – 3,3 наведена на рис. 12.24.

Робочу шину «+» та запасну шину «зап» розділюють роз'єднувачами QS7 та QS9 на три секції. Шину «–» не секціонують.

Напруга 3,3 кВ подається від напівпровідникових випрямних агрегатів (перетворювачів) ПВА1 та ПВА2 до комірок катодних вимикачів через комірки 1 та 13, які забезпечуються роз'єднувачами QS2 та QS15 для організації плавлення ожеледі та обладнанням для організації проведення безпечних оглядів та ревізій РП – 3,3 кВ та випрямних агрегатів (заземлюючі ножі QSG2 та QSG4).

Напруга 3,3 кВ подається на секції шин 1 та 3 через комірки катодного вимикача 2 та 14, комірки обладнуються швидкодіючими вимикачами зворотної дії QF1 та QF7 для захисту випрямних агрегатів при виникненні в них пробою напівпровідникових приладів. Напруга на ділянки контактної мережі подається через комірки 3,4,11 та 12. В

типову комірку фідера входять вимикач QF2, який розташований на висувному візку, шунт RS2 та блок розв’язання БР – 3,3А2 для вимірювання значень струму та напруги в первинному колі та передавання даних в пристрій ЦЗАФ – 3,3 кВ, випробувач коротких замикань (ВКЗ) для організації автоматичного повторного вмикання вимикача QF2 (на рис. не зображений), обхідний роз’єднувач QS3, через який контактна мережа може з’єднуватися з запасною позитивною шиною.

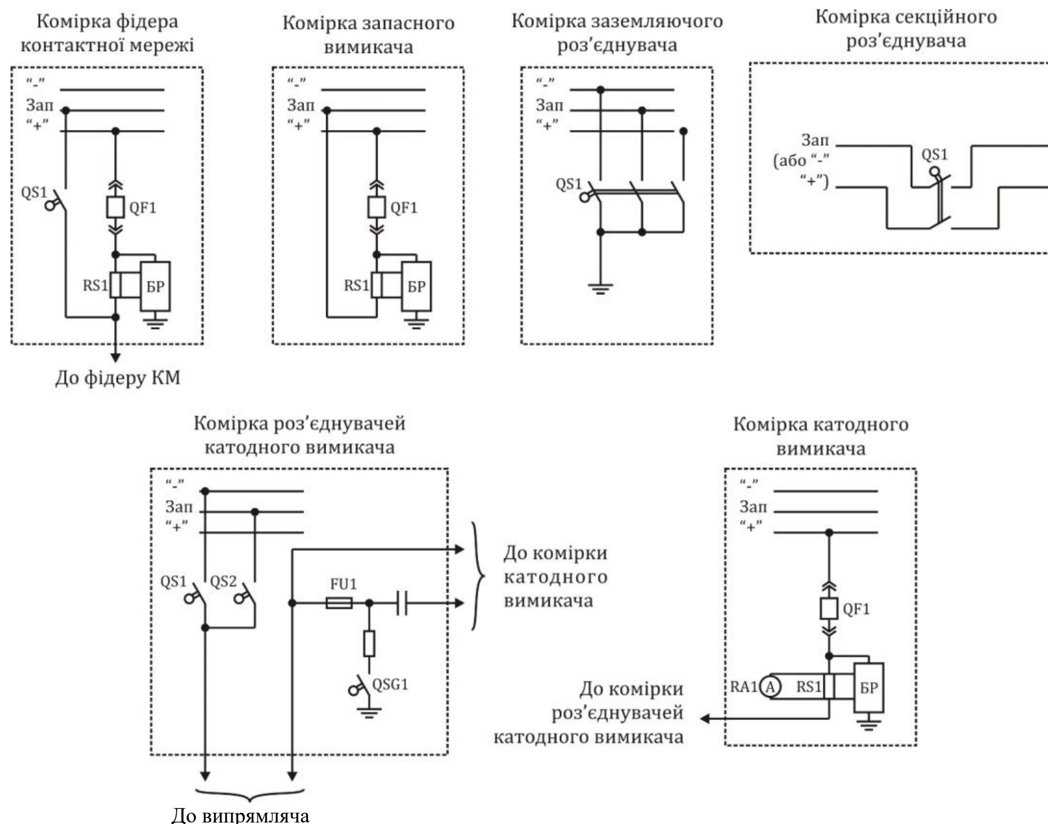


Рис. 12.23 Типові схеми комірок КВ – 3,3

Роговий розрядник та ОПН RU1, а також лінійний роз’єднувач QS4, розташовуються поза коміркою на відкритій частині підстанції. Комірки заземлюючих роз’єднувачів 5 та 10 призначені для заземлення відповідних секцій РП – 3,3 кВ при організації на них необхідних ремонтних робіт. При цьому певна секція перед цим повинна бути виведена з роботи за допомогою комірок секційних роз’єднувачів 6 та 9. Комірка запасного вимикача 7 дозволяє зібрати коло з позитивної шини («+» шини) на запасну позитивну шину для заміни будь-якої комірки фідера контактної мережі РП – 3,3 кВ. Комірка 8 має LC та C ланцюги фільтра згладжуючого пристрою та слугує також для приєднання реактора рейкового фідера (відсмоктувача) тягової підстанції, який розташовується на відкритій частині підстанції.

Всі роз’єднувачі та висувні елементи комірок фідерів контактної мережі, запасного вимикача, приєднання перетворюючого агрегату, секційних роз’єднувачів обладнуються моторними (двигунковими) приводами з дистанційним керуванням, що дозволяє організувати кола переводу на запасний вимикач та плавлення ожеледі через телеуправління без наявності оперативного персоналу на тяговій підстанції.

Висувний елемент разом з встановленим на ньому вимкненимавтоматичним швидкодіючим вимикачем може переводитися з контрольного положення в робоче та навпаки за допомогою двигункового (моторного) приводу або вручну. Таким чином, виконується комутація силового кола 3,3 кВ у безструмову паузу за допомогою роз’ємних контактів.

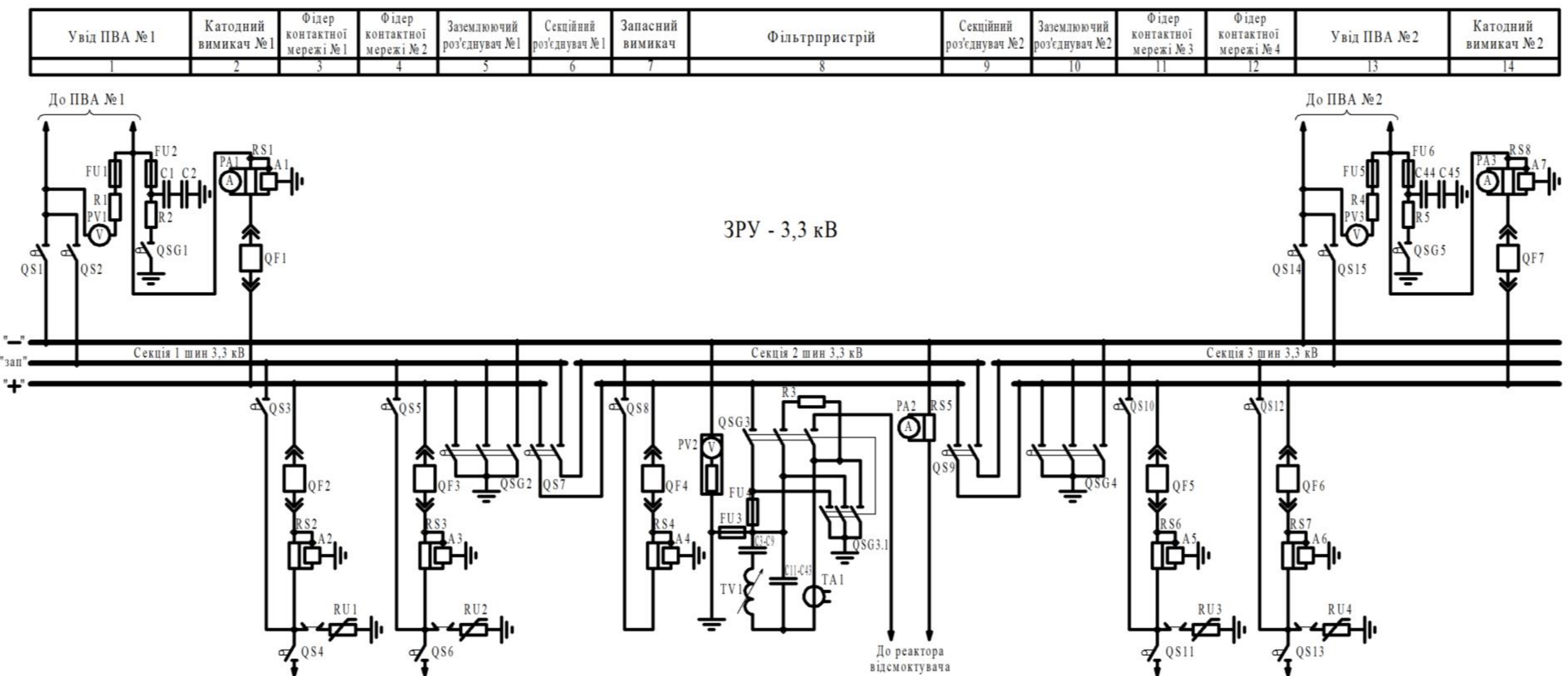


Рис. 12.24 Схема первинної комутації РУ – 3,3 кВ на базі функціональних блоків КВ – 3,3

Роговий розрядник та ОПН RU1, а також лінійний роз'єднувач QS4, розташовуються поза коміркою на відкритій частині підстанції. Комірки заземлюючих роз'єднувачів 5 та 10 призначені для заземлення відповідних секцій РУ – 3,3 кВ при організації на них необхідних ремонтних робіт. При цьому певна секція перед цим повинна бути виведена з роботи за допомогою комірок секційних роз'єднувачів 6 та 9. Комірка запасного вимикача 7 дозволяє зібрати коло з позитивної шини («+» шини) на запасну позитивну шину для заміни будь-якої комірки фідера контактної мережі РУ – 3,3 кВ. Комірка 8 має LC та C ланцюги фільтра згладжуючого пристрою та слугує також для приєднання реактора рейкового фідера (відсмоктувача) тягової підстанції, який розташовується на відкритій частині підстанції.

Всі роз'єднувачі та висувні елементи комірок фідерів контактної мережі, запасного вимикача, приєднання перетворюючого агрегату, секційних роз'єднувачів обладнуються моторними (двигунковими) приводами з дистанційним керуванням, що дозволяє організувати кола переводу на запасний вимикач та плавлення ожеледі через телеуправління без наявності оперативного персоналу на тяговій підстанції.

Висувний елемент разом з встановленим на ньому вимкненимавтоматичним швидкодіючим вимикачем може переводитися з контрольного положення в робоче та навпаки за допомогою двигункового (моторного) приводу або вручну. Таким чином, виконується комутація силового кола 3,3 кВ у безструмову паузу за допомогою роз'ємних контактів.

12.4.6. Схема первинної комутації РУ – 27,5 кВ

Розподільна установка змінного струму на напругу 27,5 кВ (РУ - 27,5 кВ) слугує для прийому та розподілу напруги 27,5 кВ від понижувальних силових трансформаторів, передачі напруги в тягову мережу, в колі живлення фідерів «два проводи - рейка», в колі власних потреб тягових підстанцій, організації плавки ожеледі та профілактичного підігріву проводів контактної мережі, підключення фільтр-компенсуючих пристроїв.

Розподільна установка 27,5 кВ (рис. 12.25) виконується за умовами надійності електропостачання тяги з робочою системою шин, фази якої **А** та **В** секціонуються роз'єднувачами QS5 та QS6 з одним комплектом заземлюючих ножів і з ручними приводами та обхідною (запасною) шиною. Фаза **С** робочої системи шин не секціонується. Вона зв'язана з рейкою під'їзної колії (РПК), контуром заземлення підстанції (КЗП) та тяговою рейкою, до якої йде повітряний рейковий фідер (РФ) (відсмоктувач).

При такому приєднанні фази **С** КЗП не перевантажується тяговими струмами, виключається небезпека виникнення різниці потенціалів між РПК та КЗП. Секціонування шин двома роз'єднувачами з одним комплектом заземлюючих ножів кожний дозволяє виконувати будь-який ремонт на секції, в тому числі й секційного роз'єднувача, з вимиканням тільки секції, що ремонтується.

Електрична енергія подається на збірні шини від обмоток 27,5 кВ силових (тягових) трансформаторів Т1, Т2 по уводах, на яких встановлені вакуумні вимикачі Q1 та Q2. З обох боків вимикачів встановлюються роз'єднувачі: QS1 та QS3 з боку силових трансформаторів з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами, а з боку шин – двополюсні роз'єднувачі QS2 та QS4 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручними приводами.

При відсутності вбудованих трансформаторів струму використовують трансформатори ТА1 та ТА2, що виконуються окремо від вимикачів. На уводах також встановлюють обмежувачі перенапруг (ОПН) RU1 – RU6 для захисту трансформаторів Т1 та Т2 від перенапруг. Аналогічні ОПН для захисту ізоляції РУ – 27,5 кВ від перенапруг встановлені в комірках 7 (RU7 та RU8) та 10 (RU9 та RU10).

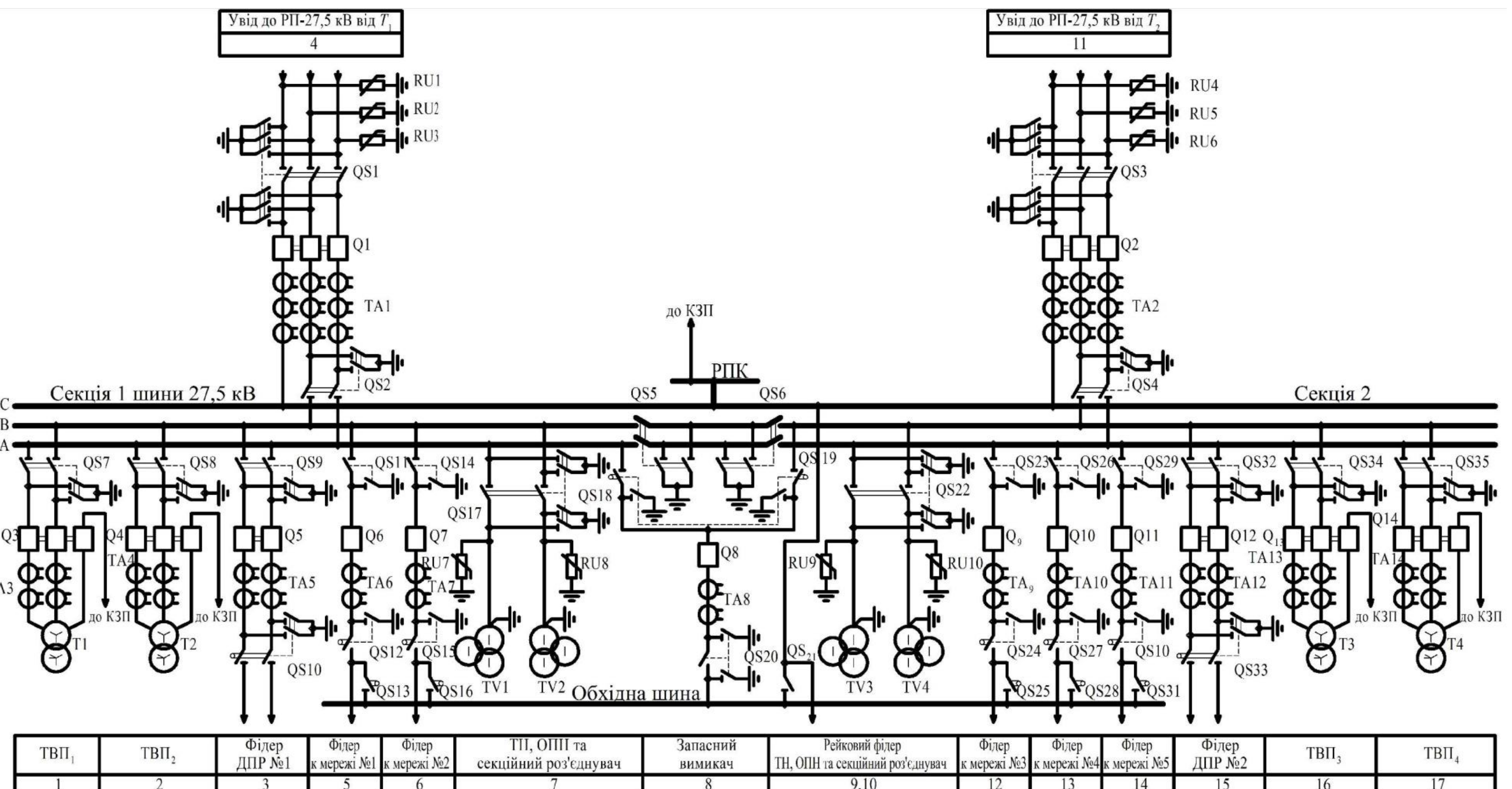


Рис.12.25 Схема первинної комутації РУ – 27,5 кВ відкритого типу

Живлення контактної мережі виконується по фідерах (комірки 5,6,12,13,14). Слід відмітити, що фідери, які живлять контактну мережу одного напрямку, приєднуються до однієї секції, а фідери іншого напрямку – до другої секції шин.

Запасний вимикач Q8 за допомогою роз'єднувачів QS18 та QS19 з одним комплектом заземлюючих ножів та двигунковими (моторними) приводами може приєднуватися до будь-якої секції, що забезпечують живлення будь-якого фідера контактної мережі при вимкненому вимикачі цього фідера. В якості запасного вимикача та вимикачів фідерів контактної мережі використовуються вакуумні вимикачі, застосування яких значно поліпшує експлуатацію РУ – 27,5 кВ та підвищує надійність живлення електротяги.

На кожному фідері контактної мережі застосовується по три роз'єднувача. Наприклад, на першому фідері шинний QS11 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом; лінійний QS12 з одним комплектом заземлюючих ножів та двигунковим (моторним) приводом; обхідний (запасний) QS13 без заземлюючих ножів та моторним приводом.

Наявність на кожному фідері обхідних роз'єднувачів дозволяє замінювати фідерні вимикачі Q6, Q7, Q9, Q10, Q11 запасним вимикачем Q8.

Процес заміни здійснюється без перерви живлення тяги. Розглянемо його на прикладі виводу в ремонт вимикача Q6 першого фідера, який живить контактну мережу від фази **В**. Роз'єднувач QS19 з моторним приводом вмикається першим, якщо роз'єднувач QS20 з ручним приводом знаходиться постійно в увімкненому стані, потім вмикається вимикач Q8. Напруга подається на обхідну (запасну) шину та перевіряється її ізоляція. Вимикається вимикач Q8 потім дистанційно вмикається QS13 та вмикається вимикач Q8; живлення фідера №1 здійснюється від фази **В** через вимикачі Q6 та Q8. Після цього вимикач Q6 вимикається, вимикаються його роз'єднувачі QS12 дистанційно та QS11 вручну, вмикаються їх заземлюючі ножі для забезпечення безпеки виконання робіт на вимикачі Q6 та трансформаторі струму ТА6.

Повернення вимикача Q6 до роботи виконується у зворотній послідовності: вимикаються заземлюючі ножі та вмикаються роз'єднувачі QS11, QS12 та вимикач Q6, вимикається вимикач Q8, роз'єднувачі QS13 та QS6. Роз'єднувач QS20 може залишатися увімкненим або при необхідності вимикається.

При виводі в ремонт першої секції шин фідера №1 та №2 можуть отримувати живлення від другої секції через запасний вимикач Q8 та роз'єднувачі QS19, QS20, QS16, QS13.

Наявність дистанційного керування приводами роз'єднувачів дає можливість здійснювати операцію заміни вимикача будь-якого фідера запасним за допомогою телекерування. Для виключення можливості увімкнення відразу двох шинних роз'єднувачів QS18 та QS19 запасного вимикача, що призвело б до КЗ між фазами **А** та **В**, роз'єднувачі зблоковані (штрихова лінія, яка з'єднує ці роз'єднувачі). Блокування запобігає від одночасного увімкнення роз'єднувачів.

Нетягові лінійні споживачі залізничного транспорту отримують живлення по фідерах ДПР (два проводи – рейка) (комірки 3 та 15).

Фідери ДПР мають трифазні вимикачі Q5 та Q12 (одна фаза яких не задіяна), трансформатори струму ТА5, ТА12 і роз'єднувачі: шинні QS9, QS32 з одним комплектом заземлюючих ножів та ручним приводом; лінійні QS10 та QS33 з одним комплектом заземлюючих ножів та з моторним приводом.

Заземлюючі ножі використовуються для заземлення вимикачів та трансформаторів струму при їх ремонті. Для живлення кіл власних потреб підстанції використовуються трансформатори власних потреб (ТВП) Т1, Т2, Т3, Т4 два з яких необхідні для підігріву обладнання на відкритій частині підстанції в зимовий період. Приєднання ТВП до шин 27,5 кВ виконується через трифазний вимикач, двополюсний роз'єднувач (одна фаза

вимикача приєднується до КЗП без роз'єднувача). Трансформатори встановлюються на фазах ТВП, які приєднані до шин **А** та **В**. На кожному приєднанні ТВП та ДПР встановлюються по два трансформатори струму.

Однофазні трансформатори напруги TV1, TV2, TV3, TV4 та обмежувачі перенапруг RU7, RU8, RU9, RU10 приєднуються до шин через загальні роз'єднувачі QS17 та QS22 з двома комплектами заземлюючих ножів та ручними приводами.

Ножі цих роз'єднувачів використовуються для заземлення секцій шин при роботі на них.

В теперішній час при реконструкції або новому будівництві РУ – 27,5 кВ пропонується виконувати внутрішнього розташування на базі функціональних блоків повної заводської готовності (**РУ – 27,5 кВ модульного виконання**). Крім того, надійна конструкція сучасних вакуумних вимикачів дозволяє відмовитися від обхідної (запасної) шини та запасного вимикача.

Невеликі розміри вакуумних вимикачів дозволяють встановлювати їх на висувні елементи та суттєво знизити габарити функціональних блоків. Типова класифікація сучасних блоків в залежності від призначення приєднання, наступна:

- фідера контактної мережі;
- фідера трансформатора власних потреб (ТВП);
- секційних роз'єднувачів;
- запасного вимикача;
- фідера «два проводи – рейка» (ДПР);
- фідера фільтр – компенсуючого пристрою;
- вимикача уводу.

Функціональний блок може складатися з різної кількості основних та допоміжних комірок та елементів. Основні комірки блоку призначені для отримання та розподілу живлення електроенергії змінного струму напругою 27,5 кВ. Основні комірки виконуються на базі комірок піднімально – висувного типу (КЛ – 27,5).

Допоміжні комірки блоку призначені для стикування основних до РУ – 27,5 кВ або функціональним блокам іншого типу (інших виробників). Шафи зовнішніх приєднань призначені для приєднання вторинних кіл функціонального блоку до кіл вторинної комутації РУ – 27,5 кВ та вторинним колам тягової підстанції.

Шинопроводи являють собою набір мідних або алюмінієвих шин прямокутного перерізу з повітряною або комбінованою ізоляцією, в металевій оболонці. Вони можуть бути трьох типів: для зв'язку двох блоків, для організації шинного уводу (виводу) або для стикування з блоками інших типів.

Жгути міжкоміркових та міжфазних з'єднань вторинних кіл призначені для з'єднання вторинних кіл комірок між собою та шафою зовнішніх приєднань, виготовляються для кожного функціонального блоку та РУ – 27,5 кВ в залежності від проєкту.

Апаратура для захисту, управління, автоматики та вимірювання електроенергії, а також пристрої ЦЗА – 27,5 кВ (цифрові пристрої захисту та автоматики) вмикаються в кола вторинної комутації основних комірок блоку, набір функцій захисту, управління та автоматики вибираються в залежності від призначення конкретного приєднання.

Для кожного РУ – 27,5 кВ в заводських умовах формується монтажний комплект. В монтажний комплект можуть входити шинопроводи, жгути міжшафових з'єднань, допоміжні з'єднувальні елементи, рами, короба, закриття.

При необхідності стикування функціональних блоків з комірками або блоками інших типів в монтажний комплект можуть входити перехідні комірки, шафи або шинопроводи. Склад монтажного комплекту визначається для кожного проекту індивідуально. Обладнання та матеріали, які входять до складу монтажного комплекту дозволяють у стислі терміни виконати монтажні роботи з РУ – 27,5 кВ на об'єкті та

передати змонтоване обладнання для подальшого налагоджування. Типові схеми первинної комутації комірок КЛ – 27,5 наведені на рис. 12.26, а приклади схем первинної комутації частини комірок РУ – 27,5 кВ з реальним обладнанням наведені на рис. 12.28.

Схема первинної комутації РУ – 27,5 кВ з запасною шиною на базі функціональних блоків з комірками КЛ – 27,5 наведені на рис.14.27.

Напруга 27,5 кВ від тягових трансформаторів подається на секції 1 та 2 РУ – 27,5 кВ через комірки уводів 1 та 4. Вимикачі QF1 та QF7 розташовуються на висувних візках комірок.

Напруга на ділянки контактної мережі подається через комірки 8, 9, 13, 14, 15, 16 та 17. В типову комірку фідера входять вимикач QF4, який розташовується на висувному візку, трансформатор струму TA7 для вимірювання значень струму у первинному колі та передачі даних в пристрій ЦЗА – 27,5 кВ, ОПН RU12. Роз'єднувач QS4 з одним комплектом заземлюючих ножів QSG 4.1, обхідний (запасний) роз'єднувач QS5, через який контактна мережа може бути з'єднана з запасною шиною, розташовують поза коміркою на відкритій або закритій частині підстанції в залежності від проекту

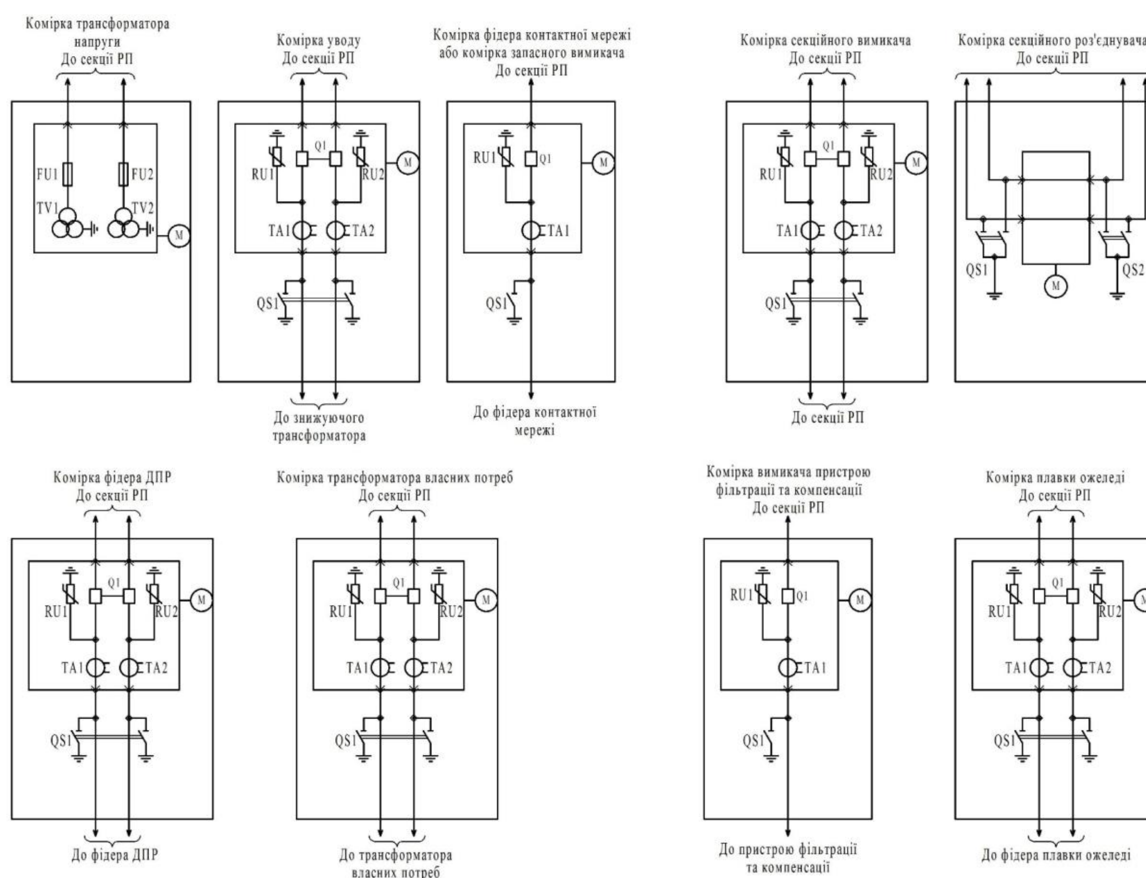


Рис. 12.26 Типові схеми первинної комутації комірок КЛ – 27,5

Комірки фідерів ДПР 6 та 7 призначені для живлення пристроїв лінійного електропостачання та автоматики на перегонах. Комірка секційного роз'єднувача 11 слугує для секціонування РП – 27,5 кВ для організації необхідних регламентних та ремонтних робіт однієї з секцій. В комірках ТН 2 та 3 розташовуються трансформатори напруги для вимірювання значень напруги на шинах секцій 27,5 кВ та організації кіл захисту приєднань РП, а також заземлюючі роз'єднувачі з ручним приводом.

Комірки запасних вимикачів 10 та 12 дозволяють зібрати коло від шин **A** та **B** секцій РУ – 27,5 кВ на запасну шину для заміни будь-якої комірки фідера контактної мережі. Комірка 5 призначена для приєднання пристрою фільтрації та компенсації, яке розташовується на відкритій частині підстанції, до шин РУ – 27,5 кВ.

Увід № 1	Трансформатори напруги № 1	Трансформатори напруги № 2	Увід № 2	Підключення компенсуючих пристроїв
1	2	3	4	5

До знижуючого трансформатора

Рейка заземленої фази С

ЗРУ - 27,5 кВ

1 секція шин 27,5 кВ

2 секція шин 27,5 кВ

ДПР 1

ДПР 2

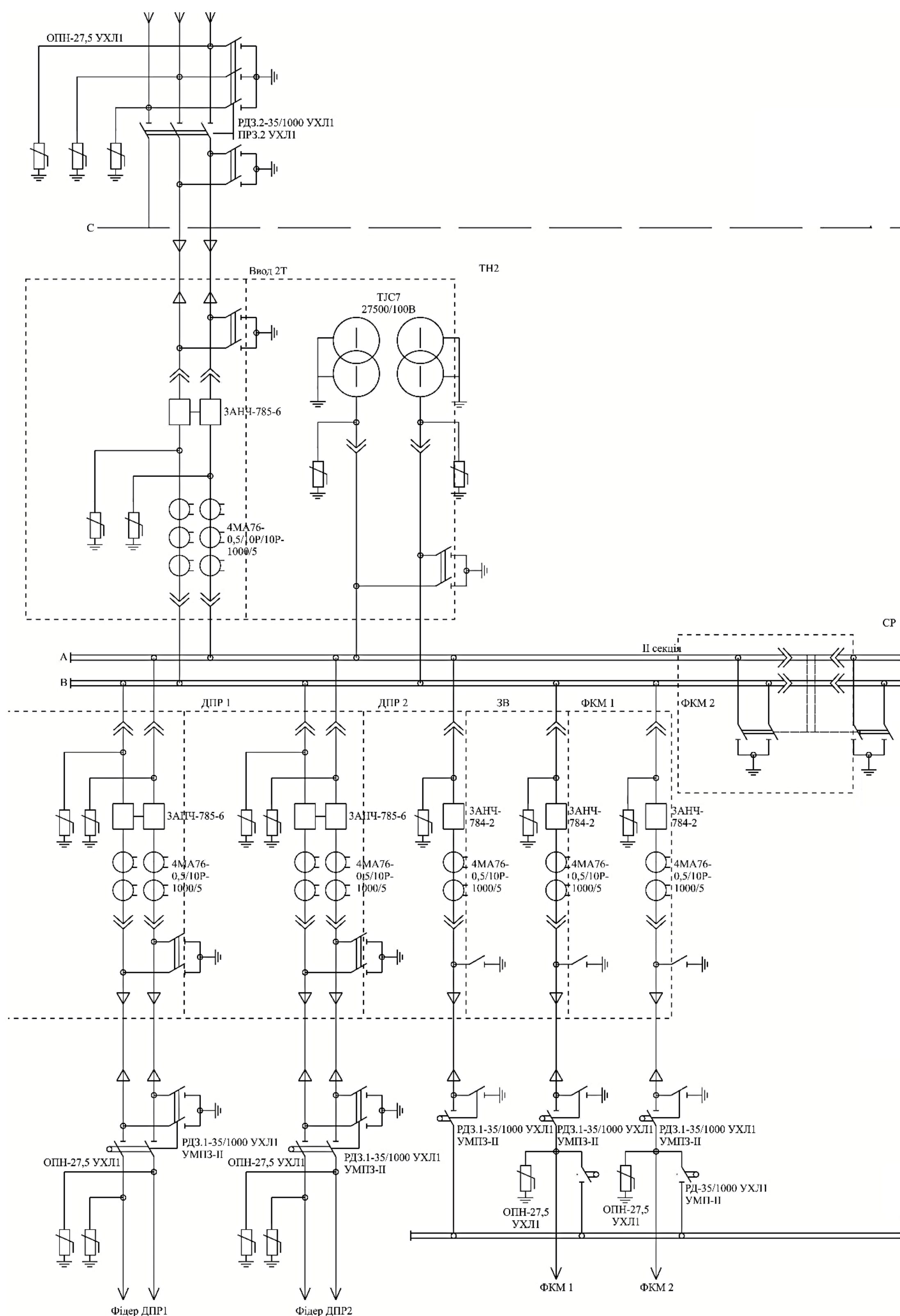
Ф1 Ф2 Ф3 Ф4 Ф5 Ф6 Ф7

Фідер ДПР № 1	Фідер ДПР № 2	Фідер контактної мережі №1	Фідер контактної мережі №2	Запасний вимикач №1	Секційний роз'єднувач	Запасний вимикач №2	Фідер контактної мережі №3	Фідер контактної мережі №4	Фідер контактної мережі №5	Фідер контактної мережі №6	Фідер контактної мережі №6	Фільтр-компенсуючі пристрої та реактор
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Повітряний відсмоктувач

До контура заземлення підстанції

Рис.14.27 Схема первинної комутації РУ – 27,5 кВ на базі функціональних блоків з комірками КЛ – 27,5



12.28 Схема первинної комутації частини комірок РУ – 27,5 кВ з реальним обладнанням

Всі роз'єднувачі та висувні елементи комірок фідерів контактної мережі, запасного вимикача, секційного роз'єднувача обладнуються моторними приводами з дистанційним керуванням та дозволяють організовувати кола переходу на запасний вимикач та плавлення ожеледі за телекеруванням, без наявності оперативного персоналу на тяговій підстанції.

Висувний елемент зі встановленими на ньому вакуумним вимикачем за допомогою мотор – редукторного приводу або вручну може бути переведений з контрольного стану в робоче та навпаки. При переміщенні висувного елемента вимикач повинен бути вимкненим.

Таким чином, виконується комутація силового кола 27,5 кВ у безструмову паузу за допомогою роз'ємних контактів.

12.5 КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

12.5.1 Нові технології у спорудженні та реконструкції тягових підстанцій

В сучасних умовах велику увагу приділяють комплексним проектним рішенням, тобто комплектно-блочному будівництву та модернізації тягових підстанцій. При реалізації проектів будівництва та модернізації акцент робиться на комплектно-блочне постачання обладнання повної заводської готовності. Обладнання, яке входить до складу тягової підстанції розподіляють на функціонально та конструктивно закінчені вузли – функціональні блоки (ФБ). Ці блоки складаються із зібраних комірок, шаф, панелей, окремих компонентів, первинних датчиків, мікропроцесорних контролерів, об'єднаних несучими конструкціями та загальним силовим струмопроводом і вторинними колами.

Підстанція споруджується з функціональних блоків, які легко стикуються між собою, з комплектом готових шин та кабелів для швидкого електричного з'єднання. Функціональні блоки можуть бути розташовані в будь-якій «оболонці»: капітальній будівлі, металевому чи бетонному модулі тощо.

Існують функціональні блоки, в яких агрегативно з'єднані кілька видів обладнання. Це дало змогу скоротити строки будівництва або модернізації до трьох – чотирьох ртижнів.Комплектно–блочна технологія спорудження (модернізації) тягових підстанцій забезпечує комплектно-блочне постачання налагодженого та випробуваного в заводських умовах обладнання у вигляді функціональних та конструктивно-завершених блоків з апаратурою технічного діагностування. Це дозволяє виконувати роботи з модернізації діючих підстанцій без вимкнення електропостачання основних споживачів.

Розглянемо структурну схему тягових підстанцій постійного та змінного струму , які складаються з функціональних блоків (рис. 12.29).

На відкритих майданчиках підстанцій розташовуються функціональні блоки розподільних пристроїв високої напруги 110 кВ (220) кВ (1), які комплектуються елегазовими силовими вимикачами, трансформаторами струму та напруги, роз'єднувачами, гнучкими та жорсткими шинопроводами. Можливе застосування комбінованих пристроїв з елегазовими вимикачами та елегазовою ізоляцією для скорочення майданчиків відкритих розподільних установок (ВРУ). В економічно обґрунтованих випадках розподільні установки (РУ) високої напруги можна виконувати закритими з розташуванням обладнання в приміщенні підстанції.

Масляні понижуючі трансформатори 2 розташовують на відкритій частині підстанції. Тягові трансформатори 6, як правило, виконуються також масляними та розташовуються на відкритій частині, але, в залежності від необхідних потужностей, тягові трансформатори потужністю до 12 МВА можуть виконуватись сухими та розташовуватись як на відкритій частині підстанції у спеціальному захисному кожусі, так і в приміщенні підстанції. Трансформатори власних потреб 5 та трансформатори ПЛ СЦБ (10) виконуються сухими та розташовуються за захисними огородженнями в приміщенні або контейнері тягової підстанції.

Функціональні блоки розподільних пристроїв змінного струму напругою 27,5 кВ (3) виконують закритими на базі комірок з повітряною ізоляцією або комірок з

елегазовою ізоляцією. Ці комірки комплектуються вакуумними вимикачами та сучасним обладнанням силових та вторинних кіл.

РУ – 10 кВ (4) та РУ – 10 кВ ПЛ СЦБ (12) виконують на базі функціональних блоків з комірками типу КРУ з викотними елементами або камерами типу КСО з стаціонарно встановленими вимикачами. Вибір конкретного типу комірок визначається проектом підстанцій та необхідними показниками надійності.

Функціональні блоки власних потреб змінного та постійного оперативного струму 0,4 кВ (8) виконуються на базі шаф зі втичними або стаціонарними вимикачами.

Функціональні блоки перетворюючих агрегатів 9 мають сучасні силові напівпровідникові прилади. Тягові розподільні пристрої постійного струму напругою 3,3 кВ (11) мають функціональні блоки на базі комірок зі стаціонарно встановленими або викотними швидкодіючими автоматичними вимикачами нового покоління з мікропроцесорним керуванням та захистом. Типи комірок визначаються проектом підстанції та додатковими вимогами надійності роботи обладнання.

Загальнопідстанційне керування 7 виконується дворівневим на базі мікропроцесорних контролерів. Тягова підстанція має необхідні пристрої спряження для її вмикання в існуючу систему телемеханічного керування.

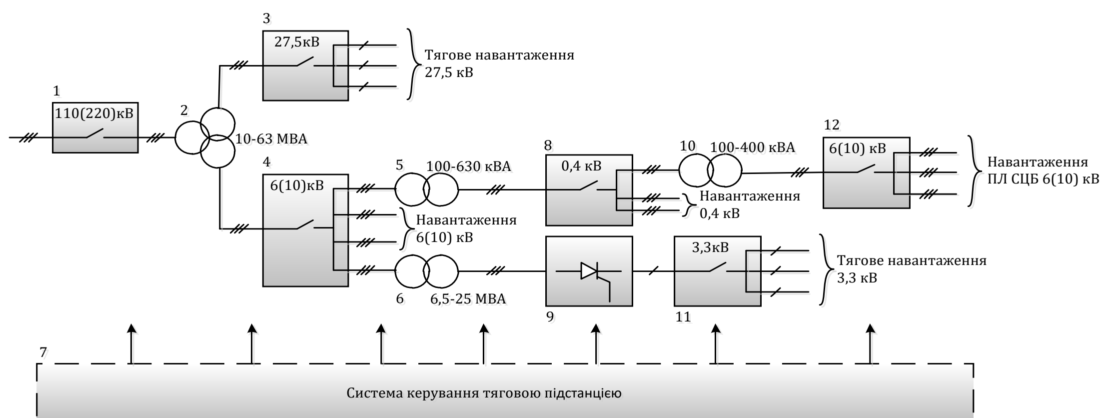


Рис. 12.29 Структурна схема тягових підстанцій постійного та змінного струму

Комплектно-блочна технологія при спорудженні (модернізації) тягових підстанцій забезпечує такі переваги:

- підвищення якості виготовлення та надійності;
- високу заводську готовність обладнання, включаючи телекерування та енергооблік;
- скорочення термінів вводу в експлуатацію (пускова готовність становить три – чотири тижні після закінчення будівельних робіт);
- можливість використовувати набір функціональних блоків в різних сполученнях в залежності від вимог проекту при реконструкції;
- скорочення строків та витрат на проектування, тому що значна частина проектної документації входить до складу документації на функціональні блоки;
- простоту встановлення та монтажу обладнання;
- наявність одного постачальника, який гарантує роботу всіх елементів, що входять у функціональний блок або модуль.

В результаті зменшуються витрати на спорудження об’єкту та його експлуатацію.

12.5.2 Розподільна установка 110 (220) кВ

РУ – 110 (220) кВ тягових підстанцій постійного та змінного струму, як правило, виконуються відкритими (ВРУ). Схеми та конструкція ВРУ – 110 (220) кВ визначається

місцем розташування підстанції у системі зовнішнього електропостачання, а також тим, з якою метою споруджується ВРУ: призначена вона для живлення тільки знижуючих трансформаторів та перетворювачів, або одночасно використовується для живлення нетягових споживачів, високовольтних ліній та трансформаторів району. Схемні та конструктивні рішення ВРУ на 110 та 220 кВ принципово однакові.

Виконання ВРУ класифікують за типом підстанції: **опорна**, **транзитна**, **на відпайках** або **стикувальна**, та за схемами трансформації: **одноступенева** та **двохступенева**.

Збірні шини ВРУ споруджують на залізобетонних порталах. Все комутаційне обладнання: високовольтні вимикачі, трансформатори напруги, трансформатори струму, розрядники (ОПН) – розташовують на одному рівні.

Встановлення обладнання повинне бути виконане з дотриманням мінімальних відстаней між струмовідними частинами, струмовідними частинами та заземленими конструкціями, а також мінімальних безпечних відстаней до частин, що знаходяться під напругою (див. розділи 10 та 11).

На початку електрифікації тягові підстанції комплектувалися баковими масляними вимикачами високої напруги, де масло слугувало ізоляційним та дугогасильним середовищем. З розвитком комутаційної техніки ці вимикачі замінювалися на маломасляні, де масло слугує тільки дугогасильним середовищем. На низці підстанцій застосовувалися повітряні вимикачі, відокремлювані та короткозамикачі.

В сучасних умовах масляні та повітряні вимикачі, відокремлювані та короткозамикачі не рекомендується застосовувати в РУ – 110 (220) кВ. При реконструкції та новому будівництві рекомендується застосовувати елегазові та вакуумні вимикачі, елегазові вимірювальні трансформатори (можливе застосування оптичних вимірювальних трансформаторів), роз’єднувачі нового покоління з гнучкими та жорсткими шинопроводами (рис. 12.30).

В окремих випадках можливе застосування комплектних розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією або виконувати РУ – 110 (220) кВ з розташуванням обладнання в будівлі підстанції або контейнерах.

Збірні шини ВРУ споруджують на залізобетонних порталах. Все комутаційне обладнання: високовольтні вимикачі, трансформатори напруги, трансформатори струму, розрядники (ОПН) – розташовують на одному рівні. Встановлення обладнання повинне бути виконане з дотриманням мінімальних відстаней між струмовідними частинами, струмовідними частинами та заземленими конструкціями, а також мінімальних безпечних відстаней до частин, що знаходяться під напругою (див. розділи 10 та 11).

На початку електрифікації тягові підстанції комплектувалися баковими масляними вимикачами високої напруги, де масло слугувало ізоляційним та дугогасильним середовищем. З розвитком комутаційної техніки ці вимикачі замінювалися на маломасляні, де масло слугує тільки дугогасильним середовищем.

На низці підстанцій застосовувалися повітряні вимикачі, відокремлювані та короткозамикачі.

В сучасних умовах масляні та повітряні вимикачі, відокремлювані та короткозамикачі не рекомендується застосовувати в РУ – 110 (220) кВ.

При реконструкції та новому будівництві рекомендується застосовувати елегазові тавакуумні вимикачі, елегазові вимірювальні трансформатори (можливе застосування оптичних вимірювальних трансформаторів), роз’єднувачі нового покоління з гнучкими та жорсткими шино-проводами (рис.12.30).

В окремих випадках можливе застосування комплектних розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією або виконувати РУ – 110 (220) кВ з розташуванням обладнання в будівлі підстанції або контейнерах.

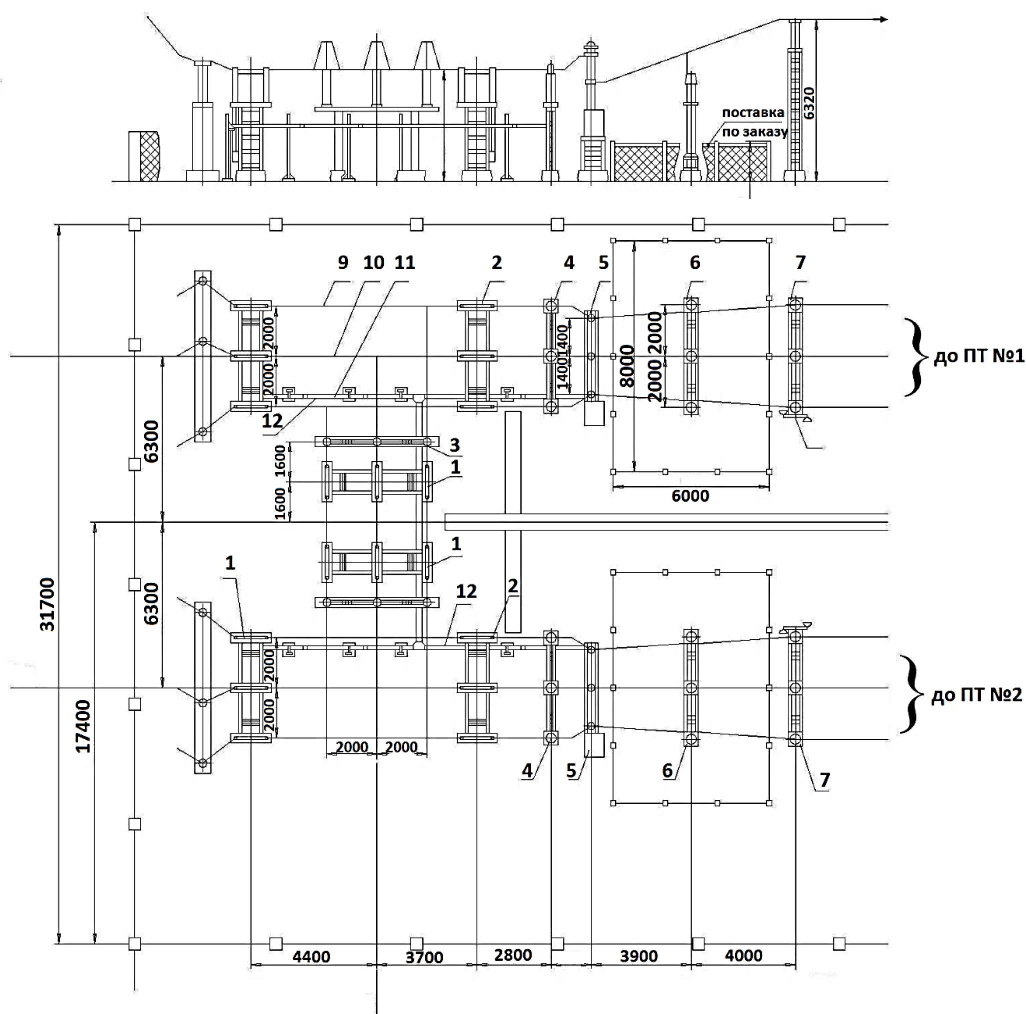


Рис. 12.30 РУ - 110 кВ кінцевої тягової підстанції:
1-блок роз`єднувача РДЗ-110Б/1000 У1; 2- блок роз`єднувача РДЗ-2-110Б/1000 У1; 3-блок трансформаторів напруги НКФ-110-83;4-блок трансформаторів струму ТФЗМ-110Б У1; 5- блок вимикача ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1; 6- блок розрядників РВС-110; 7-блок опорних ізоляторів; 8- освітлювальна установка; 9,10,11- шини; 12-лотки.

12.5.3 Понижуючі трансформатори, тягові трансформатори, трансформатори СЦБ та власних потреб

Масляні понижуючі (знижуючі) силові трансформатори розташовують на відкритій частині підстанції. Тягові (перетворюючі) трансформатори виконуються масляними з розташуванням на відкритій частині підстанції або «сухими» з розташуванням на відкритій частині підстанції у захисному кожусі або будівлі підстанції.Трансформатори власних потреб та трансформатори ПЛ СЦБ рекомендується виконувати «сухими» з відкритими обмотками не екранованими твердою ізоляцією, з природнім охолодженням.

«Сухі» трансформатори з відкритими обмотками перевершують «сухі» трансформатори з литою ізоляцією із компаунда на основі епоксидної смоли за перевантажувальною здатністю, кращими умовами експлуатації, екологічністю та ін.

У «сухих» трансформаторів з відкритими обмотками, просоченими смолою, яка виготовляється методом вакуумного тиску з наступною її полімеризацією. При високій температурі досягається міцне ізоляційне покриття котушок товщиною 0,2 мм, яке гарантує надійний рівень ізоляції та захист від негативного впливу довкілля,

забезпечується необхідне охолодження. В якості головної ізоляції використовується ізоляційний циліндр з практично негорючого та самозатухаючого матеріалу, армованого скловолокном, на якому розташована високовольтна обмотка з вертикальними та горизонтальними каналами охолодження. Магнітна система трансформатора збирається з тонколистової (0,3 мм) холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі, що забезпечує зменшення втрат та рівень шуму. Пожежобезпечність трансформатора забезпечується застосуванням в його конструкції мінімальної кількості ізоляційних матеріалів, які можуть спалахувати та мають токсичні домішки.

12.5.4 Розподільна установка 35 кВ

РУ – 35 кВ на тягових підстанціях змінного та постійного струму з первинною напругою 110 та 220 кВ застосовують для живлення промислових та сільськогосподарських споживачів, які знаходяться у прилеглому до підстанції районі. На підстанціях постійного струму з первинною напругою 35 кВ від таких РУ здійснюється безпосереднє живлення перетворюючих агрегатів, а також трансформаторів власних потреб (ТВП), трансформаторів підігріву та понижуючих районних трансформаторів. На транзитних підстанціях з первинною напругою 35 кВ від РУ – 35 кВ отримують живлення суміжні підстанції. РУ – 35 кВ на тягових підстанціях як правило виконується відкритими (ВРУ – 35 кВ).

Розподільна установка, як правило, складається з двох блоків уводу від понижуючого трансформатора, блоку секційного вимикача, двох блоків трансформаторів напруги 35 кВ та розрядників (ОПН), блоків ліній 35 кВ (число визначається проектом). Блок являє собою зварену металеву конструкцію, на якій змонтовано обладнання первинних кіл приєднання. Збірки затискачів кіл керування (управління) та захисту, запобіжники електромагніту приводу та підігрівальних елементів вимикача (для блоків з масляними вимикачами) розташовуються або у спеціальній шафі або у шафі проводу (див. розділ 11).

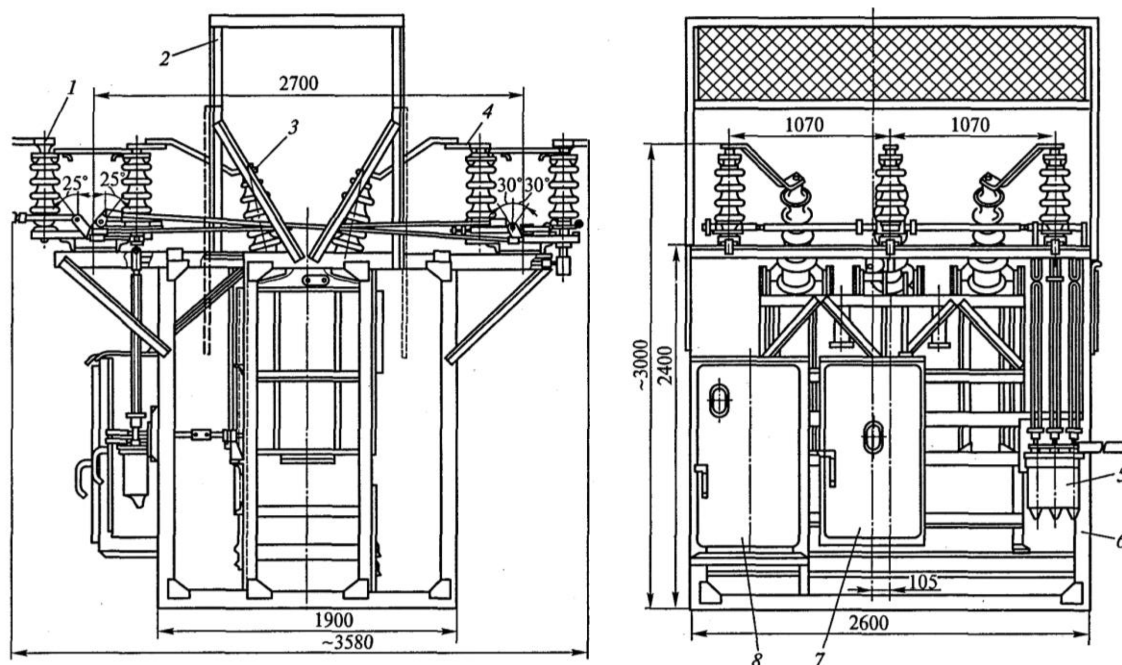


Рис. 12.31 Блок вимикача ВРУ - 35 кВ

1 - лінійний роз’єднувач; 2 - ремонтне огородження; 3 - вимикач; 4 - шинний роз’єднувач; 5 - провод роз’єднувача; 6 - металоконструкція; 7 - шафа привода вимикача; 8 - релейна шафа

В сучасних умовах для тягових підстанцій, що споруджуються, РУ – 35 кВ виконують закритими з розташуванням обладнання в капітальній будівлі, в будівлі, що швидко зводиться або в контейнерах. При реконструкції відкритих РУ – 35 кВ діючих тягових підстанцій їх виконують закритими з розташуванням нового обладнання в контейнерах. Контейнери розташовуються на рейкошпальній решітці. Закриті РП надійніші, зручніші та безпечніші. Експлуатація закритих РУ (ЗРУ – 35 кВ) не залежить від кліматичних умов, а майданчик для їх розташування є меншим на відміну від ВРУ – 35 кВ. ЗРУ – 35 кВ будуються на основі застосування комплектних розподільних пристроїв внутрішнього розташування (КРУ – 35 кВ), конструкцію яких можна розглянути на прикладі комплектних розподільних пристроїв серії КУ – 35. КРУ – 35 кВ являє собою комплект окремих шаф з комутаційними апаратами та іншою високовольтною апаратурою, з прикладами вимірювання, пристроями автоматики та захисту, а також апаратурою керування, сигналізації та іншими допоміжними пристроями.Основною складовою частиною КУ – 35 є шафи КРУ, типове компанування яких наведено на рис.12.32.

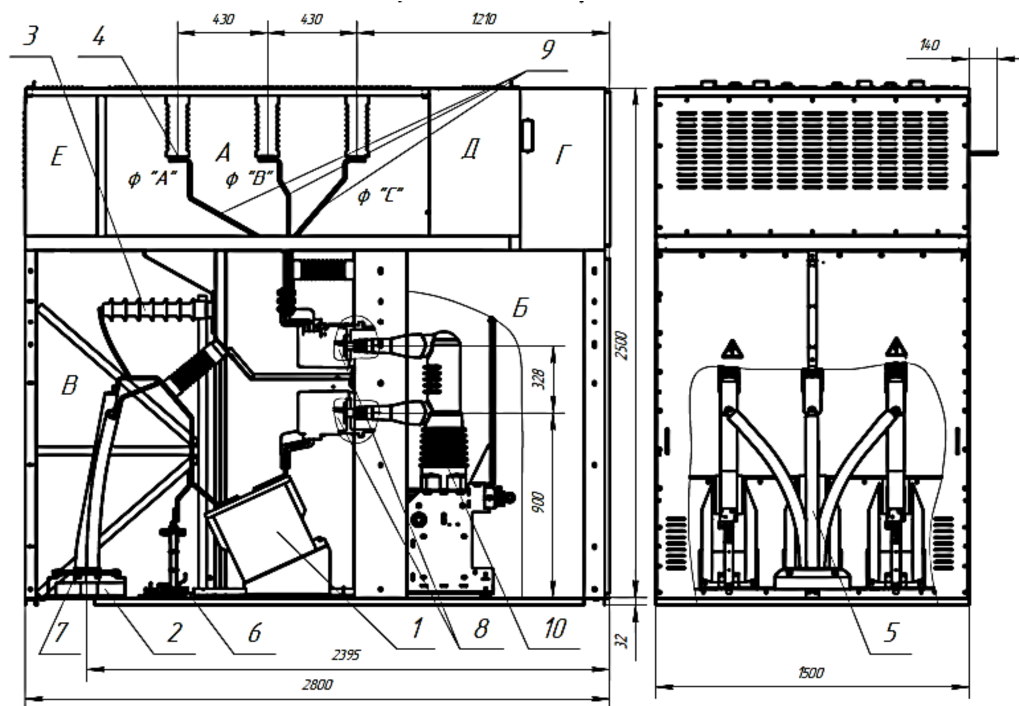


Рис.12.32 Шафа лінії, що відходить

Шафи КРУ з висувними елементами складаються з наступних основних збірних одиниць: розподільна шафа; висувний елемент; релейна шафа (відсік низьковольтної апаратури).

Розподільна шафа являє собою збірно – розбірну металеву конструкцію, яка розділена вертикальними та горизонтальними металевими та ізоляційними перегородками на відсіки: А – відсік збірних шин; Б – відсік висувного елемента; В – відсік лінійних шин та трансформаторів струму (ТС); Г – відсік низьковольтної апаратури (релейна шафа); Д, Е – канали розвантаження надлишкового тиску. Релейна шафа повністю відокремлена від відсіку висувного елемента та каналу Д металевими перегородками. З метою обмеження часу дуги короткого замикання відсіки А, Б та В обладнані оптоволоконними або іншими датчиками дугового захисту. Схемами допоміжних кіл передбачено вимикання увідного або секційного вимикача при виникненні дуги КЗ в одному з відсіків шафи за час не більше 0,2 с. Для запобігання

хибних спрацьовувань захист від дугових замикань виконується з блокуванням по струму та напрузі. У нижній частині шафи має місце суцільно металеве дно з отворами для проходу силових та контрольних кабелів. Шафи допускають увід як трижильних, так і одножильних кабелів.

У відсіку висувного елемента розташовується висувний елемент (вимикач 10) й інші вузли та деталі, які забезпечують безпечну експлуатацію шафи. Відсік висувного елемента створюється боковими стінками, фасадними дверцятами, дном та вертикальною рамою. На правій стінці відсіку є спеціальний канал, в якому прокладені провода допоміжних кіл та контрольні кабелі зовнішніх з'єднань.

Відсік збірних шин розташовується у верхній частині шафи. У відсіку розташовуються збірні шини 4, опорні ізолятори, відпайки збірних шин 9 та втулки для кріплення верхніх втичних нерухомих контактів 8 шафи.

Струм збірних шин по відпайках збірних шин, через нерухомі контакти ізоляційних втулок, а далі через контакти висувного елемента поступає на трансформатори струму відсіку трансформаторів струму та лінійних шин, який утворений дном, боковими та задніми стінками і рамою.

В нижній частині відсіку є суцільно металеве дно в якому є необхідні отвори для проходу кабелів 5. У відсіку встановлюються трансформатори струму 1, обмежувачі перенапруг 3, трансформатори нульової послідовності 2, заземлювач 6, шина магістралі заземлення.

У відсіку низьковольтної апаратури (релейній шафі) встановлюються прилади вимірювання, пристрої автоматики та захисту, а також апаратура керування, сигналізації та інші допоміжні пристрої.

12.5.5 Розподільна установка 27,5 кВ змінного струму

Розподільна установка змінного струму на напругу 27,5 кВ (РУ – 27,5 кВ) використовуються для живлення тягових мереж змінного струму. РУ – 27,5 кВ призначені для живлення контактної мережі, системи «два проводи – рейка » (ДПР), від яких отримують електроенергію тягові залізничні лінійні споживачі; трансформатори власних потреб та трансформатори підігріву, а також пристрої компенсації, організації плавлення ожеледі та профілактичного підігріву проводів контактної мережі. Крім того, ці РУ іноді використовують для живленя понижуючих трансформаторів, від яких отримують електроенергію залізничні та районні споживачі та для живлення ПЛ СЦБ, а також, в окремих випадках, для живлення ліній плавлення ожеледі на ПЛ 110 (220) кВ.

Розрізняють РУ – 27,5 кВ зовнішнього (ВРУ) та внутрішнього (ЗРУ) розташування.

Як правило ВРУ – 27,5 кВ складається з сімнадцяти блоків заводського виготовлення (рис.12.33):

- два блоки – уводи від понижуючих трансформаторів (3) – рис. 12.34,
- два блоки – лінії ДПР (4) - рис. 12.35;
- вісім блоків – живильні лінії (фідера) контактної мережі (5) - рис. 12.36;
- один блок – фідер запасного вимикача (6) - рис. 12.37;
- два блок – трансформатори власних потреб (1) - рис. 12.38;
- два трансформатори напруги (7) - рис. 12.39.

В блоках ВРУ на загальній рамі встановлюють силове обладнання: масляні вимикачі; роз'єднувачі з моторними та ручними приводами; трансформатори струму та напруги, шафи затискачів, ошиновку, сітчасті огородження.

Монтаж тягової підстанції містився у розстановці блоків на спеціально підготовленій території з фундаментами та маслоприймачами (у випадку застосування масляних вимикачів), блоки між собою зв'язувалися жорсткою та (або) гнучкою

ошиновкою та забезпечувалися високовольтні приєднання до понижуючих трансформаторів та фідерам на порталах.

Під час розвитку комутаційної техніки масляні вимикачі замінили вакуумні, де масло використовувалося тільки для захисту від зовнішніх кліматичних впливів і не позбавляло експлуатаційні служби від необхідності контролювати параметри масла та тримати у своєму складі спеціальні групи та лабораторії масляного господарства. Останнім часом вакуумні вимикачі зовнішнього розташування виготовляються повністю сухими та не містять у своїй конструкції масла (рис.12.40).

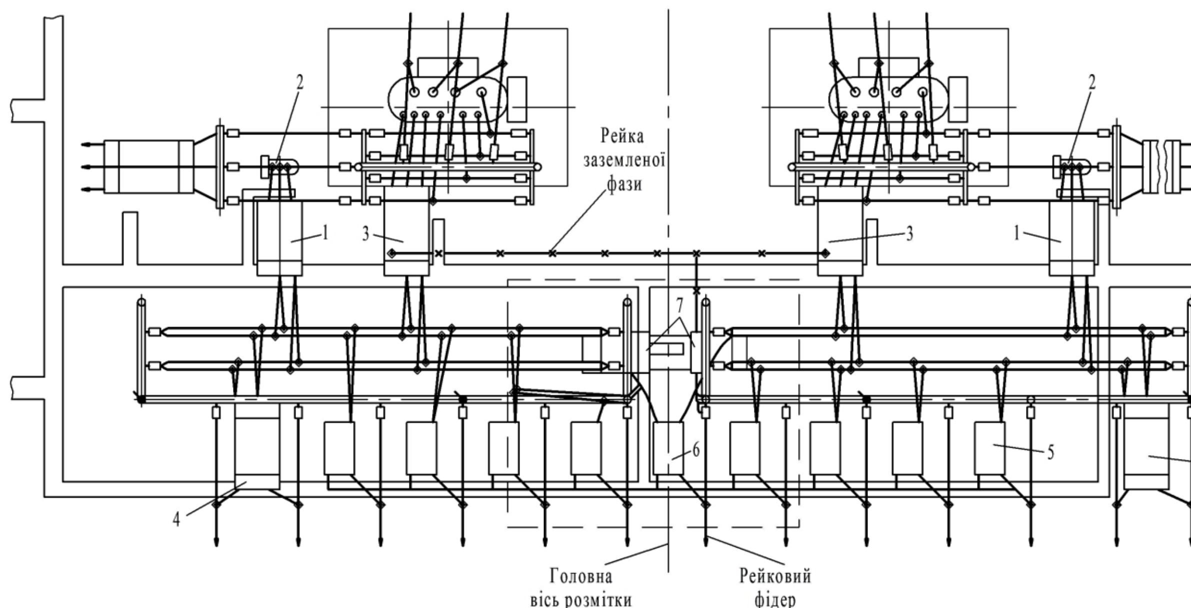


Рис. 12.33 План РП – 27,5 кВ зовнішнього розташування

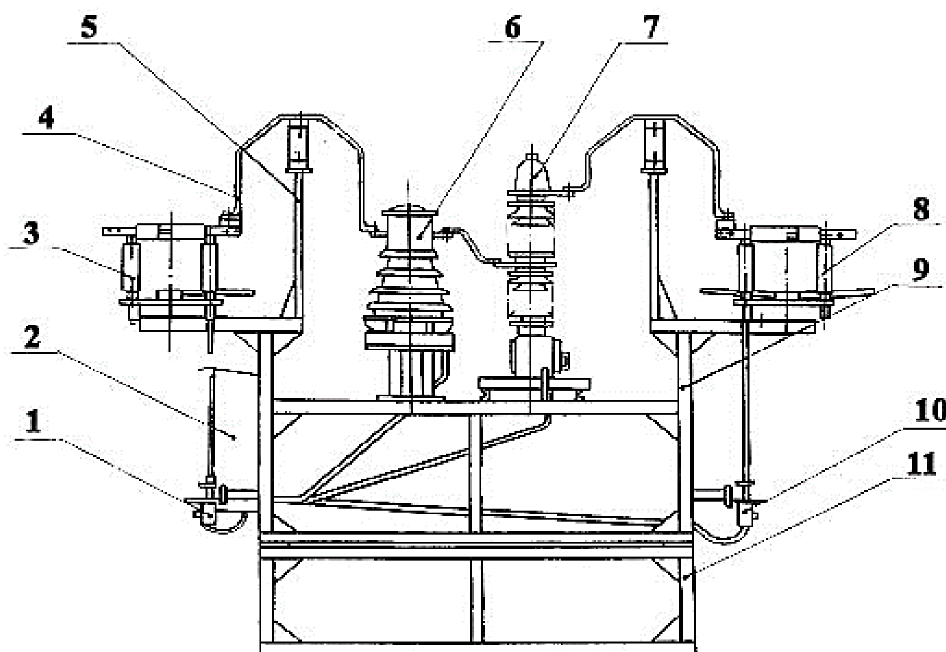


Рис. 12.34 Блок вакуумного вимикача вводу 27,5 кВ від понижуючого трансформатора:

1 - привод роз'єднувача ПРЗ.1-35; 2 - ящик типу ЯЗЗ-1; 3 – роз'єднувач; 4 - шина; 5 - екран; 6 - трансформатор струму; 7 - вимикач вакуумний; 8 – роз'єднувач; 9 - каркас; 10 - привод роз'єднувача ПРЗ.1-35; 11 - рама.

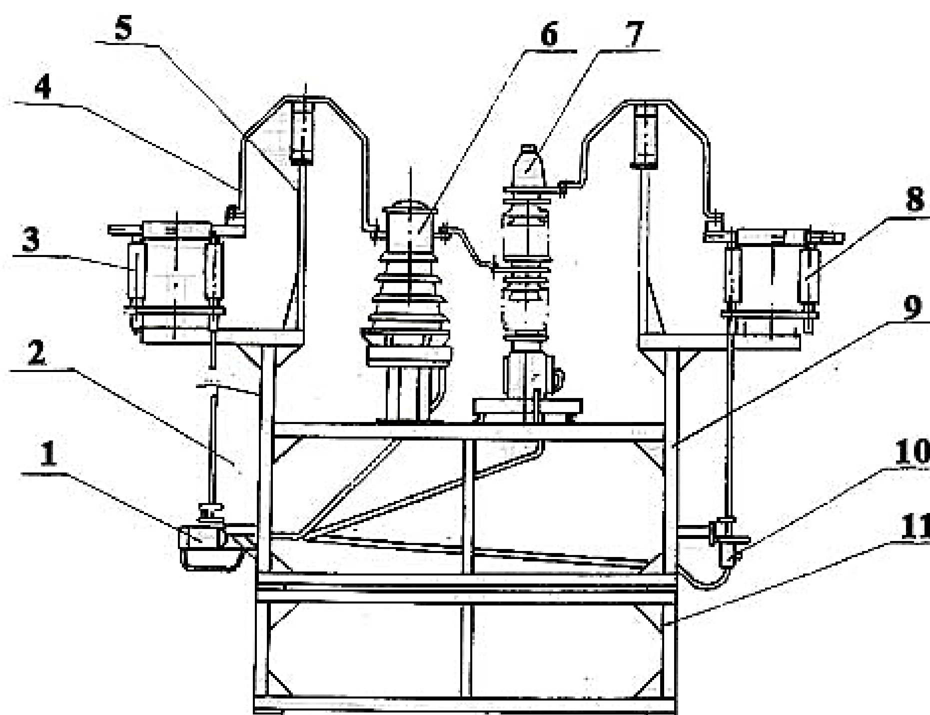


Рис. 12.35 Блок фідера ДПР:
1 - привід моторний УМПЗ-II; 2 - ящик типу ЯЗЗ-1; 3 – роз'єднувач; 4 - шина; 5 – екран; 6 – трансформатор струму; 7 – вимикач вакуумний; 8 – роз'єднувач; 9 – каркас; 10 – привід роз'єднувача ПРЗ. 1 -35; 11 – рама.

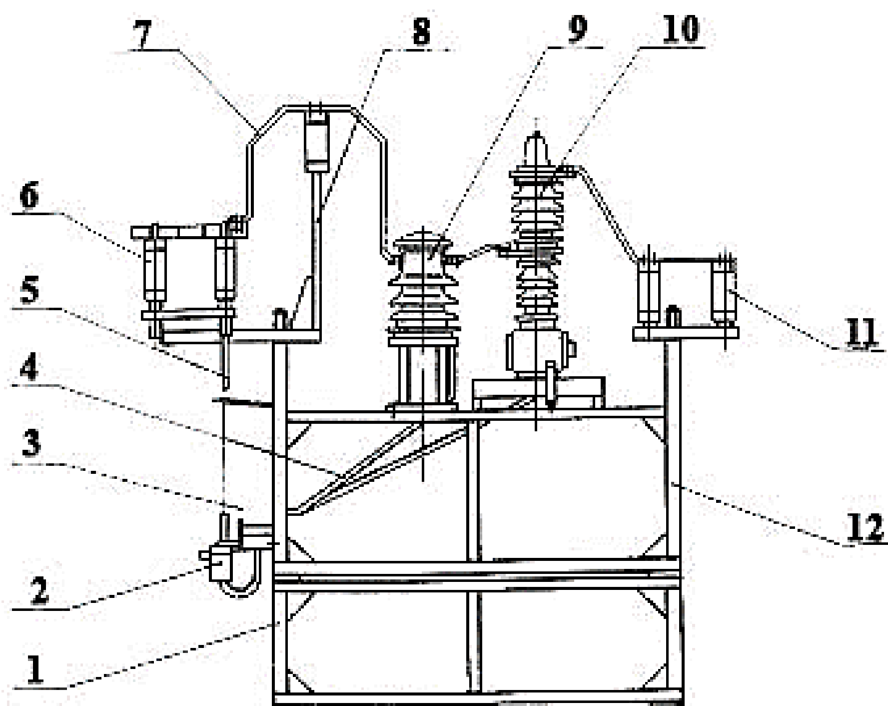


Рис. 12.36 Блок трансформатора власних потреб (без ТВП):
1 - рама; 2 - привід ПРЗ.1-35; 3 - ящик типу ЯЗЗ-1; 4 - труба; 5 - вал привода; 6 – роз'єднувач; 7 - шина; 8 - екран; 9 - трансформатор струму; 10 - вимикач вакуумний; 11 - ізолятор; 12 – каркас.

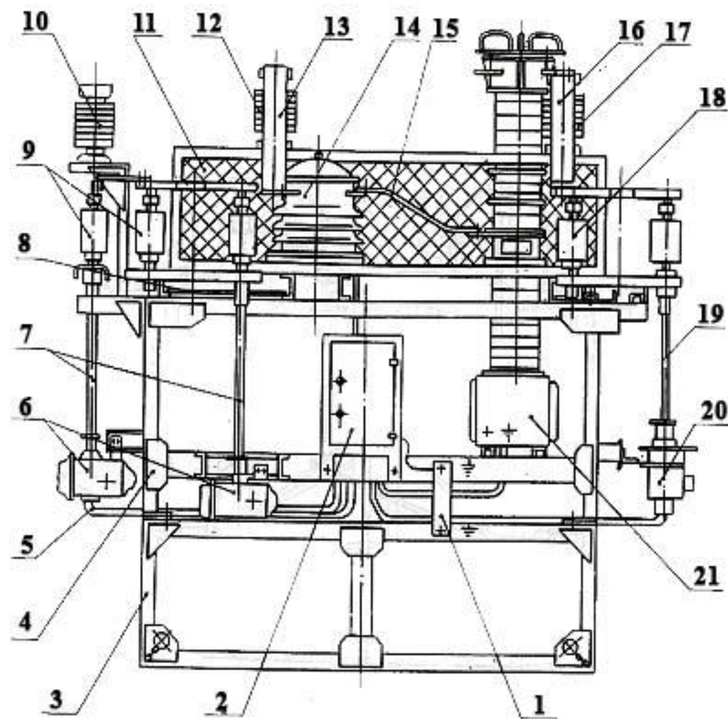


Рис. 12.37 Блок фідера контактної мережі:
I - гнучкий зв’язок; 2 - ящик ЯЗЗ-1; 3 - рама; 4 - каркас; 5 - труби; 6 - приводи моторні УМПЗ-II і УМП-II; 7, 19 - вали; 8 - панель; 9, 18 – роз’єднувачі; 10, 12, 17 - ізолятори ИОС-35-500-01; 11 - екран; 13, 15, 16 - шини; 14 - трансформатор струму; 20 - привод ПРЗ.1-35; 21 - вимикач вакуумний однофазний ВВФ-27,5.

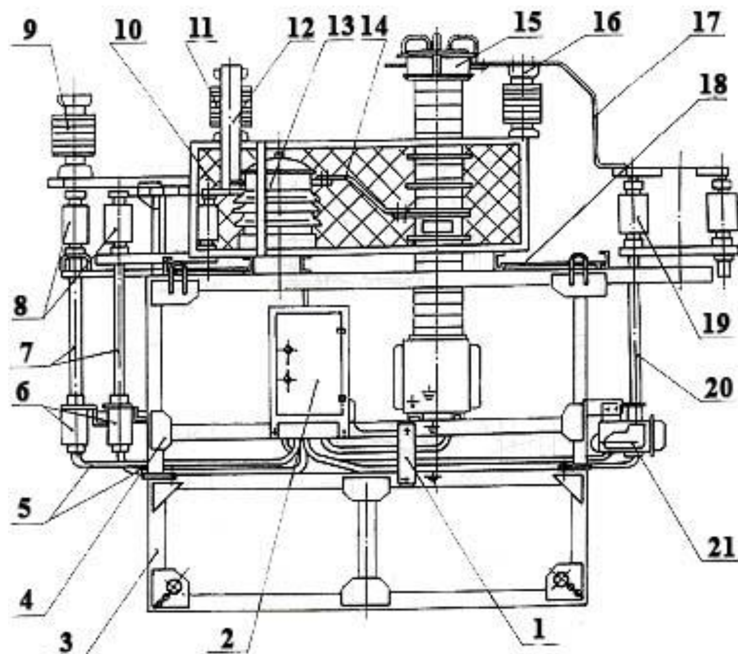


Рис. 12.38 Блок з однофазним вакуумним вимикачем:
1 - гнучкий зв’язок; 2 - ящик ЯЗЗ-1; 3 - рама; 4 - каркас; 5 - труби; 6 - приводи ПРЗ.1-35, 7, 20 - вали; 8, 19 - роз’єднувачі; 9, 11, 16 – ізолятори ИОС-35-500-01; 10 - екран; 12, 14, 17 - шини; 13 - трансформатор струму; 15 - вимикач вакуумний однофазний ВВФ-27.5; 18 - панель; 21 - привід моторний УМПЗ-II.

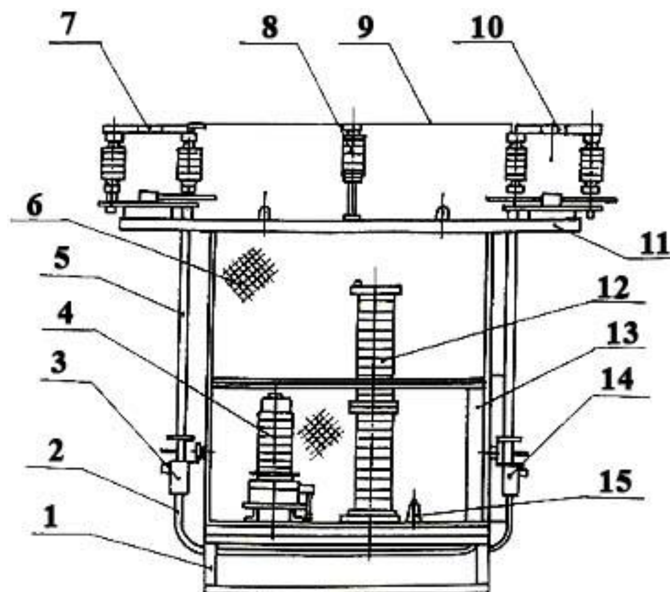


Рис. 12.39 Блок трансформаторів напруги і секційного роз’єднувача:
1 - рама; 2 - труба; 3, 14 - приводи ПРЗ.1-35 і ПРЗ.2-35; 4 – трансформатор напруги ЗНОЛ-35-65; 5 - вал; 6 - екран; 7, 10 - роз’єднувач; 8 - ізолятор; 9 - шина; 11 - каркас; 12 - розрядник РВМ-35; 13 - ящик ЯЗЗ-1; 15 - реєстратор РР-2.

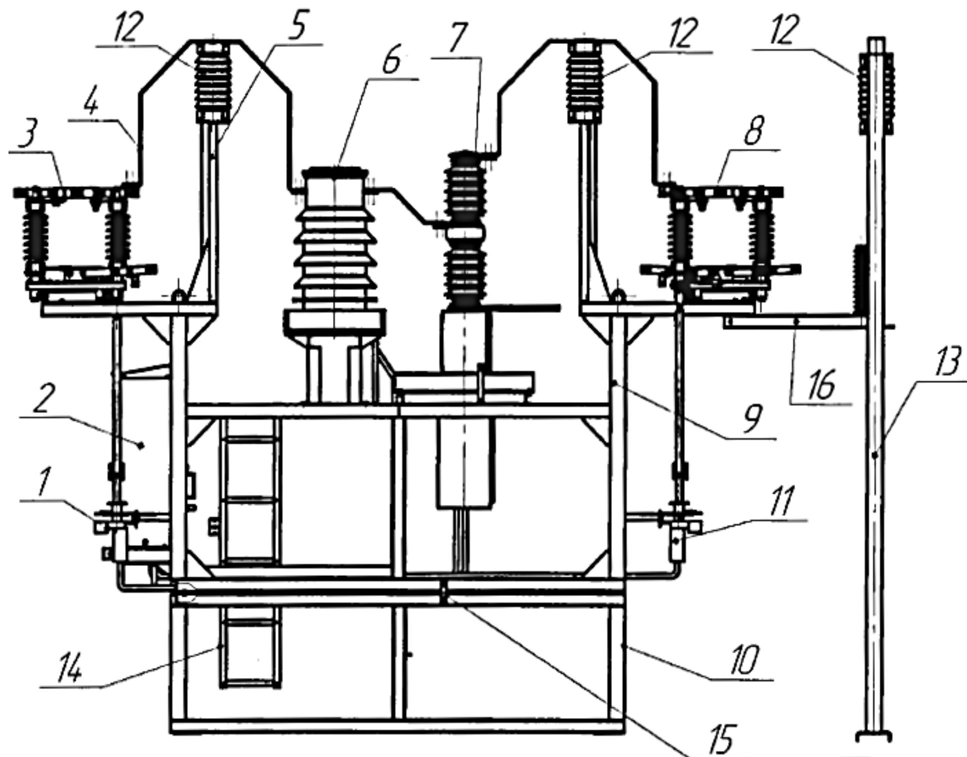


Рис. 12.40 Блок уводу 27,5 кВ:
1 – привод роз’єднувача ПРНЗ 1; 2 – ящик типу ЯЗЗ – 1; 3 – роз’єднувач РДЗ.1 – 35/1000 У1;4 – шина; 5 – екран; 6 – трансформатор струму ТФЗМ – 35Б – 1; 7 – вимикач ВР 35 НС – 35, 8 – роз’єднувач, 9 – каркас, 10 – рама, 11 – привод роз’єднувачаПРНЗ.1; 12 – ізолятор ИОС – 35 – 1000; 13 – приставказ ОПН; 14 – драбина; 15 – гнучкий зв'язок; 16 – швелер.

В будівлі або контейнері підстанції розташовується оперативний пункт управління (ОПУ) блоками ВРУ, який складається з низки шаф з встановленими в них пристроями захисту, автоматики, управління (керування), сигналізації та вимірювань в кожному блоці. Основними перевагами блоків ВРУ є простота конструкції, зручність монтажу, налагоджена експлуатація та технічне обслуговування, доступність компонентів для здійснення ревізії та оглядів.

Основними недоліками блоків ВРУ є великі майданчики, що зайняті розподільним пристроєм, вплив кліматичних факторів, додаткові зв'язки кіл вторинної комутації силового обладнання з ОПУ, низька ступінь електробезпеки експлуатаційного персоналу, складності з оперативною заміною ушкодженого силового обладнання, додаткові витрати енергії на підігрів приводів вимикачів та роз'єднувачів, велика потужність, що споживається вмикаючими електромагнітами вимикачів через масивність конструкції рухомих частин. Але, не дивлячись на це, блоки ВРУ мають достатню ступінь надійності та застосовуються при розширенні діючих ВРУ – 27,5 кВ при наявності території на тяговій підстанції.

У сучасних умовах при реконструкції або новому будівництві пропонується виконувати РУ – 27,5 кВ внутрішнього розташування (ЗРУ – 27,5 кВ) на базі функціональних блоків повної заводської готовності.

Розрізняють ЗРУ – 27,5 кВ з елегазовою та повітряною ізоляцією. В ЗРУ з елегазовою ізоляцією основним ізолюючим середовищем між струмовідними та заземленими частинами комірок є елегаз. Як правило, комірки ЗРУ з елегазовою ізоляцією одностороннього обслуговування (див. розділ 10). Високовольтні вимикачі в ЗРУ даного типу – вакуумні стаціонарного розташування. Елегаз слугує тільки ізоляційним середовищем при комутаціях та аварійних вимиканнях енергії, і не може у випадку утікання діяти негативно на обслуговуючий персонал. В елегазі також розташовані роз'єднувачі з моторними та ручними приводами та трансформатори напруги. Як правило, елегазовий простір комірки відокремлений від елегазового простору збірних шин. Трансформатори струму, та обмежувачі перенапруг виконуються знімними спеціального виконання та розташовуються поза елегазового простору.

В залежності від особливостей конструкції розрізняють ЗРУ з пофазною (однополюсною) ізоляцією струмовідних шин в елегазі, коли кожна із струмовідних шин знаходиться у своєму просторі (капсулі), та ЗРУ з трифазною ізоляцією шин в елегазі, коли всі три фази розташовуються в одному (загальному) елегазовому середовищі.

Основними перевагами ЗРУ з елегазовою ізоляцією є незначні території, які займають РУ на відміну від РУ іншого типу, що дозволяє значно знизити капітальні витрати при спорудженні тягової підстанції, висока надійність роботи, мінімум необхідного технічного обслуговування, висока ступінь безпеки за рахунок розташування струмовідних частин в ізольованому просторі.

Основними недоліками ЗРУ з елегазовою ізоляцією є можливість використання тільки кабельних високовольтних приєднань до РУ за допомогою спеціальних герметичних адаптерів та муфт, необхідність вимикання всього РУ при модернізаціях та розширеннях, застосування тільки спеціальних трансформаторів струму. Застосування ЗРУ – 27,5 кВ з елегазовою ізоляцією доцільне при значних територіальних будівельних обмеженнях, наприклад, в великих містах з щільною забудовою та високою вартістю землі.

У ЗРУ з повітряною ізоляцією основним ізоляційним середовищем між струмовідними та заземленими частинами комірок є повітря. Комірки ЗРУ забезпечують одностороннє обслуговування. Високовольтні вимикачі ЗРУ цього типу – вакуумні стаціонарного або висувного виконання. Комірки ЗРУ зі стаціонарним розташуванням вимикачів (типу КСО) мають просту конструкцію, коли на одній рамі агрегатовані: силовий вакуумний вимикач, роз'єднувачі, литі трансформатори струму та напруги,

жорстка ошиновка, низьковольтний відсік. Комірки типу КСО мають систему електромагнітних блокувань для запобігання помилкових дій експлуатаційного персоналу та призначені для кабельного або шинного високовольтного приєднання. Основними перевагами комірок типу КСО є: використання мінімальної кількості рухомих частин, доступність компонентів для проведення періодичних оглядів та ревізій, відсутність спеціальних вимог до приміщення РУ. Основними недоліками комірок типу КСО є: відсутність розділення на відсіки з металевими стінками, що призводить до низької локалізаційної здатності комірок при дугових замиканнях; відсутність прохідних ізоляторів та автоматичних засувок, що призводить до низького рівня безпеки експлуатаційного персоналу; відносно великі габаритні розміри по відношенню до ЗРУ з елегазовою ізоляцією та комірками типу КРУ.

Комірки ЗРУ – 27,5 кВ з повітряною ізоляцією з висувними вимикачами (типу КРУ) мають таку конструкцію (дуже схожу на конструкцію КРУ – 35 кВ, яка розглядалася вище): в залежності від особливостей комірка розділена на декілька незалежних відсіків з металевими перегородками, стійкими до тиску виникненні дугових коротких замикань. Комірки обладнуються прохідними ізоляторами та автоматичними засувами для забезпечення високого рівня безпеки експлуатаційного персоналу. У низьковольтному відсіку комірки встановлюються інтелектуальні фідерні термінали приєднання. Висувний елемент з розташованим на ньому вакуумним вимикачем має три стандартні фіксовані положення: робоче, контрольне та ремонтне. Застосування висувного елемента забезпечує високу доступність компонентів комірки для проведення періодичних оглядів та ревізій. Комірки передбачають можливість виконання кабельного або шинного високовольтного приєднання.Основними перевагами комірок типу КРУ є: високий рівень безпеки експлуатаційного персоналу за рахунок системи вбудованих механічних блокувань та розділення комірки на незалежні відсіки; використання надійних стандартних компонентів; швидка заміна візка з вимикачем; відносно малі габарити на відміну від комірок типу КСО.

Комірки КРУ повної заводської готовності механічно стикуються між собою в будь-якому сполученні й поставляються з набором готових шин і кабелів для швидкого електричного з'єднання. (рис. 12.41). Конструкція комірок забезпечує можливість їхньої установки на рівну підлогу із твердим покриттям у капітальному будинку або в спеціальних модулях. Комірки з вимикачами комплектуються мікропроцесорними пристроями захистів й автоматики типу ЦЗА. Високовольтні вводи в комірки можуть бути виконані у двох варіантах: кабельному й шинному. Конструктивне виконання комірок забезпечує їхнє однобічне обслуговування й захист персоналу від дотику до струмоведучих частин і локалізацію аварії при короткому замиканні усередині комірки.

Основні недоліки комірок типу КРУ: спеціальні вимоги до підлог приміщення; необхідність мати прохід для вкочування та викочування елемента з вимикачем.

Як вже зазначалося, з початку електрифікації на змінному струмі РУ – 27,5 кВ тягових підстанцій виконували відкритими, в сучасних умовах при спорудженні підстанцій обладнання РУ – 27,5 кВ доцільніше виконувати закритими та розташовувати в будівлі (рис. 12.41). Також в будівлі підстанції розташовують функціональні блоки РУ – 6 (10) кВ, РУ – ПЛ СЦБ, власних потреб, трансформатори власних потреб.

На рис. 12.41 наведене компонування другого поверху тягової підстанції. Будівля підстанції має машинну залу, щитову, акумуляторну та інші допоміжні приміщення (службові, майстерні і т.д.). Дизель – генератор, «сухі» трансформатори власних потреб, підвищуючий «сухий» трансформатор ПЛ СЦБ розташовуються на першому поверсі будівлі (на рис. не вказано). В машинній залі розташовуються функціональні блоки РУ – 27,5 кВ (комірки уводів та трансформаторів напруги (3), комірки фідерів контактної мережі (4), комірки фідерів ДПР (5), комірка компенсую чого пристрою (6), комірка запасного вимикач (7), РУ – 10 кВ комірки уводу (8), комірки фідерів споживачів (9),

комірки секційного роз’єднувача (11), комірки вимикачів ТВП (12), комірки трансформаторів напруги (13), комірки трансформаторів напруги (14)), РП – ПЛ СЦБ (комірка силових запобіжників трансформатора СЦБ (15), ящик уводу 0,4 кВ трансформатора СЦБ (15а), комірка фідерів 10 кВ СЦБ (16), комірки трансформаторів напруги (17)). Проектом підстанції може передбачатись перспектива розширення РУ – 27,5 кВ. Увід напруги від понижуючих трансформаторів в РУ та приєднання фідерів до РУ здійснюється кабелем через перший (кабельний) поверх будівлі. В приміщенні щитової розташовуються функціональні блоки власних потреб постійного (18) та змінного (19) струму, блок загальнопідстанційної сигналізації (20), блок загальнопідстанційного управління (21), підзарядний агрегат (23), шафа обліку електроенергії (24), панелі захисту ліній 110 кВ (25 та 26), панель переводу захисту (27), панель вимірювальних пристроїв (28) та робоче місце чергового електромеханіка (29), у випадку наявності на підстанції постійного чергового персоналу. В акумуляторній розташовують блоки герметичних акумуляторних батарей (22).

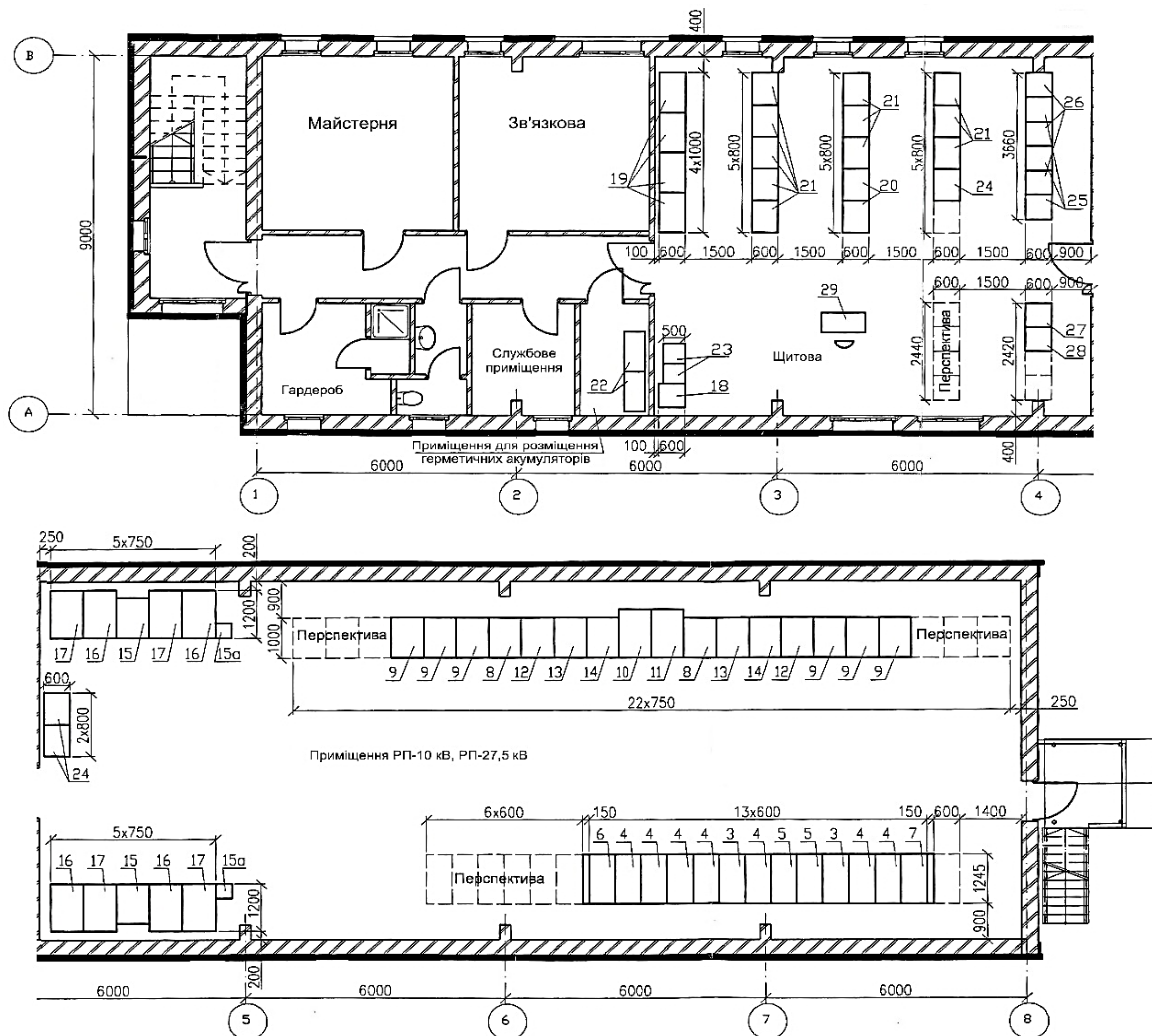


Рис. 12.41 План розташування обладнання в будівлі підстанції змінного струму напругою 110/27,5/10 кВ

Розташування обладнання тягових підстанцій змінного струму в контейнерах виконують при реконструкції відкритих РУ – 27,5 кВ з повною заміною обладнання ВРУ. Такий варіант реконструкції дозволяє здійснювати монтажні та налагоджувальні роботи нового обладнання на території підстанції без виводу існуючого ВРП з експлуатації з мінімальною перервою в електропостачанні споживачів.

Функціональні блоки РУ – 27,5 кВ розташовують в п'яти контейнерах довжиною 6 м та 4,8 м, збірні шини А та В проходять над функціональними блоками вздовж всього РП. В місцях стикування контейнерів блоки з'єднуються між собою шинопроводами. Уводи РУ від понижуючих трансформаторів здійснюються через прохідні ізолятори на даху контейнерів. Приєднання лінійних роз'єднувачів контактної мережі виконується також шинами через прохідні ізолятори. Функціональні блоки РУ – 10 кВ, ПЛ СЦБ, власних потреб постійного та змінного струму 0,4 кВ, загальнопідстанційного управління та сигналізації, акумуляторну та дизель – генератор розташовують на території підстанції в аналогічних контейнерах. Між собою контейнери об'єднуються силовими струмопроводами та колами вторинної комутації.

12.5.6 Розподільна установка 3,3 кВ постійного струму

Розподільна установка постійного струму на напругу 3,3 кВ (РУ – 3,3 кВ) використовується для живлення тягових мереж постійного струму і виконується завжди закритого типу (ЗРУ – 3,3 кВ).

ЗРУ – 3,3 кВ слугує для прийняття випрямленої напруги 3,3 кВ від перетворюючих агрегатів, передавання напруги в тягову мережу, організація плавлення ожеледі та профілактичного підігріву проводів контактної мережі, приєднання інверторів, приєднання згладжуючих пристроїв (пристроїв фільтрації).

ЗРУ – 3,3 кВ може виконуватись з комірками типу КСО або з комірками типу КРУ. Комірки зі стаціонарним встановленням вимикачів (типу КСО) використовувалися з початку електрифікації на постійному струмі.

Періодично, з появою нового виконання комутаційних апаратів або інших компонентів, конструкція комірок мало переглядалася, але наводилися нові рішення. Перевагами комірок цього типу завжди були простота та надійність схемно-технічних рішень, використання в конструкції мінімальної кількості рухомих вузлів, гарна доступність для періодичних оглядів та ревізій, висока ступінь ремонтопридатності та заміни компонентів. Комірка забезпечує швидкий монтаж, налагоджування, зручність приєднання силових та вторинних кіл, не потребує спеціальних знань та спеціального навчання персоналу при експлуатації. В цьому класі обладнання застосовуються комірки з одним вимикачем та комірки з двома увімкненими послідовно вимикачами в фідері контактної мережі. В цих комірках застосовуються роз'єднувачі з ручними та моторними приводами.

Можливо, кращим рішенням при реконструкції діючих РУ по відношенню «ціна – якість» буде заміна існуючих кіл вторинної комутації на сучасні пристрої цифрового захисту типу ЦЗАФ. В цьому випадку зберігаються встановлені на підстанції комірки КСО з базовою металоконструкцією і виконується додатковий монтаж шаф з ЦЗАФ з одночасним перемиканням кіл захисту, управління та автоматики. При необхідності можлива заміна низки елементів силових кіл комірок КСО: швидкодіючих вимикачів; роз'єднувачів; ошиновки та ін. на більш сучасні.

Комірки типу КСО мають два суттєвих недоліки у порівнянні з комірками типу КРУ – великі габаритні розміри та значний час на оперативну заміну вимикачів та комплектів при відмовах.

В комірках типу КРУ застосовується класичний принцип висувної конструкції, який регламентується діючими стандартами та нормами безпеки. Він має три положення висувного елемента з швидкодіючими вимикачами:

а) **робоче** – висувний елемент знаходиться в комірці, засувки відкриті, головні кола 3,3 кВ та вторинні кола замкнуті. Цей стан є експлуатаційно нормальним, тобто через кола 3,3 кВ тече струм, і комірка, в залежності від свого функціонального призначення,

виконує електропостачання рухомого складу залізниць або забезпечує увід напруги 3,3 кВ на шини РП;

б) **контрольне** – висувний елемент знаходиться в комірці, засувки закриті, головні кола 3,3 кВ розімкнуті, вторинні кола замкнуті. Цей стан використовується для організації та зміни схем живлення мережі 3,3 кВ, які можуть виконуватись оперативним персоналом безпосередньо на підстанції або за вказівкою енергодиспетчера.

в) **ремонтне** – висувний елемент знаходиться поза коміркою, засувки закриті, вторинні кола розімкнуті. В цьому положенні забезпечується безпечний доступ до вимикача та вузлів комірки для виконання огляду та регламентних робіт.

Для організації схеми електропостачання персоналу необхідно здійснити такі дії:

– закотити висувний елемент в комірку – ця дія виконується тільки вручну;

– приєднати роз'єм вторинної комутації до висувного елементу – ця дія може виконуватися вручну або автоматично;

– перевести висувний елемент з контрольного положення в робоче – ця дія може виконуватися вручну або автоматично;

– увімкнути вимикач – ця дія може виконуватись вручну або автоматично.

Таким чином, для організації схеми необхідно послідовно виконати чотири дії, три з яких автоматизовані.

Головними перевагами висувної конструкції є: одно типовість, логічність, повна аналогія з висувними комірками РУ – 6 (10) кВ, які дозволяють персоналу на підстанції та енергодиспетчеру швидко збирати необхідну схему та забезпечити надійне електропостачання рухомого складу.

Автоматичне з'єднання вторинних кіл при вкочуванні та роз'єднанні при викочуванні візка з вимикачем дозволяють спростити конструкцію та підвищити надійність роботи вбудованих систем блокувань комірки. Але, навіть при високому рівні автоматизації, у випадку виникненні аварійної або позаштатної ситуації в РУ – 3,3 кВ, наприклад, втраті телеуправління, втрата напруги оперативних кіл, необхідне термінове втручання експлуатаційного персоналу для здійснення всіх необхідних комутацій вручну.

Новітньою розробкою комірок цього типу є КРУ серії КВ – 3,3 (рис. 12.42). Основою комірки є несучий каркас (рис. 12.42), який виготовляється з оцинкованої сталі та використовується в якості внутрішнього контуру заземлення комірки. Конструктивно комірка поділена на такі відсіки: відсік вимикача 3, відсік вторинних кіл 2 та відсік збірних шин і високовольтних приєднань 1. У відсіку вимикача розташовується висувний елемент 8, який являє собою викочувальний візок зі встановленим на ньому швидкодіючим вимикачем 7, моторним приводом висувного елемента та кінцевими вимикачами. Комірки можуть мати такі положення висувного елемента: ремонтне, контрольне та робоче положення. Ремонтне положення висувного елемента: висувний елемент поза коміркою (у викоченому стані), засувки закриті, силові кола розімкнені, вторинні кола розімкнуті. Контрольне положення висувного елемента: висувний елемент в комірці та зафіксований, засувки закриті,силові кола розімкнуті, вторинні кола замкнуті.

Робоче положення висувного елемента: висувний елемент в комірці та зафіксований, засувки відкриті, силові кола замкнуті, вторинні кола замкнуті. У відсіку вторинних кіл встановлено низьковольтне обладнання (блок захисту та автоматики, реле, автоматичні вимикачі, клеми) для реалізації кіл блокувань, сигналізації та керування коміркою. У відсіку збірних шин та високовольтних приєднань розташовані збірні шини, шунт, блок розв'язання. Запасна шина може знаходитися в комірці, а може бути винесена за її межі. Увід вторинних кіл в комірку виконується зверху через кабельний короб 4. Пересування висувного елемента з контрольного положення в робоче та у зворотному напрямку виконується за допомогою моторного приводу або вручну.

Механізм обладнаний кінцевими вимикачами, які сигналізують про положення висувного елемента у робочому та контрольному положеннях, також здійснюється сигналізація при знаходженні висувного елемента в проміжному положенні на лицьовій панелі висувного елемента 9. При ремонтному (викоченому) положенні висувного елемента, конструкція комірок забезпечує безпечний доступ до обладнання та вузлів, які призначені для періодичного огляду та перевірки. Комірки обладнані засувками 10, які автоматично закриваються та запобігають доступу до струмовідних частин при контрольному або ремонтному (викоченому) положенні висувного елемента. На закритих засувках передбачена можливість встановлення навісного замка.

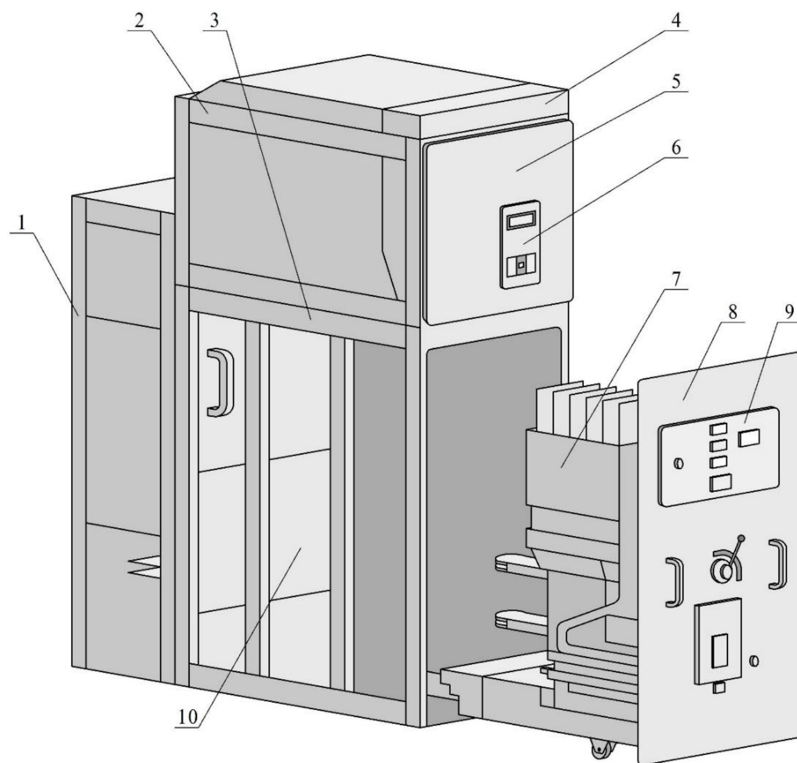


Рис. 12.42 Комірка серії КВ – 3,3

Новітні схемні рішення комірок серії КВ – 3,3, розташування ізольованих одна від одної шин, «плюс» та «мінус» 3,3 кВ запасної шини в середині комірок, встановлення РУ в одну «лінійку» дозволяє значно скоротити приміщення, яке займає обладнання РУ – 3,3 кВ. При контейнерному виконанні: РУ – 3,3 кВ типової підстанції займає три модулі довжиною в 6 м при шинному уводі від випрямлячів та кабельних виводів на лінійні роз’єднувачі контактної мережі.

Крім контейнерного виконання РУ – 3,3 кВ може виконуватись закритим з розташуванням обладнання в капітальній будівлі або в будівлі, що швидко будується.
На рис.12.43 наведене компонування обладнання тягової підстанції в капітальній будівлі. Як правило, будівля підстанції має машинну залу, щитову, акумуляторну, приміщення з дизель-генератором та інші допоміжні приміщення (службові, майстерні і т.д.). В машинній залі розташовуються: камери уводів 10 кВ (1); камери ТВП підігріву (2); господарська камера (3);

Камери фідерів 10 кВ (4); камери фідерів плавлення ожеледі (5); камери перетворюючих агрегатів (6); камери ТН та ОПН (7); резервна камера фідера 10 кВ (8); камери фідерів повздовжнього електропостачання (9); камери ТВП (10); збірні шини 10 кВ (11); комірки фідерних вимикачів типу КСО (12); комірки катодних вимикачів типу КСО (13); комірка контурів фільтразгладжуючого пристрою (14); камери секційних роз’єднувачів та ОПН (15); камера перемикачів згладжуючого пристрою (16); збірні

шини 3,3 кВ (18 та 20). Крім того, на рис.10.34 показані: конструкція кріплення шин «плюс» та «мінус» уводу до комірок катодних вимикачів (17); швидкодіючий вимикач (19).

При спорудженні та реконструкції тягових підстанцій постійного струму в будівлі розташовують функціональні блоки РУ – 3,3 кВ, випрямлячів, реакторів, РУ – 10 кВ, РУ – ПЛ СЦБ, власних потреб 0,4 кВ, трансформатори власних потреб, в окремих випадках в будівлі можливе розташування тягових сухих трансформаторів потужністю до 12 МВА.

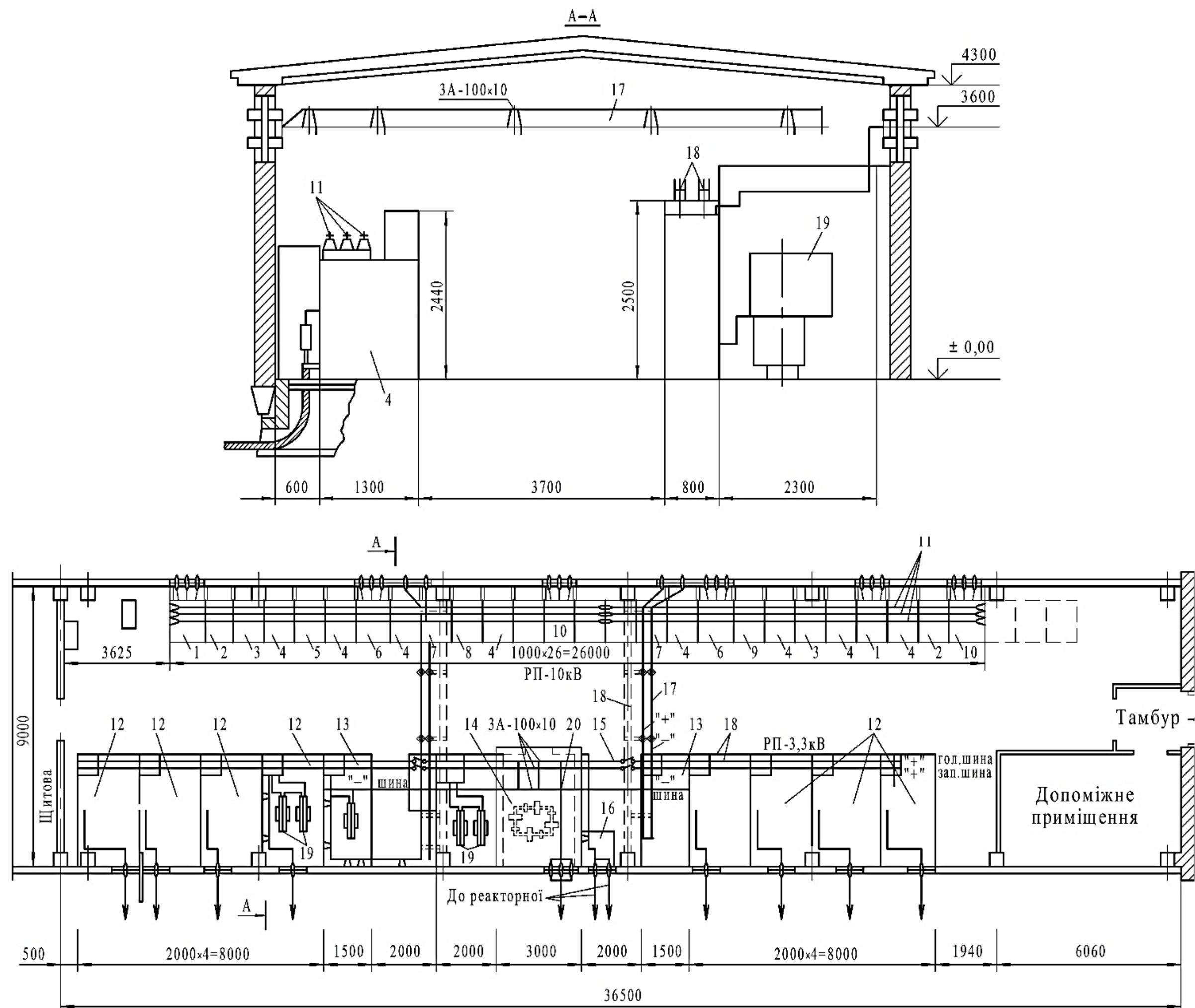


Рис.12.43 Компонування обладнання тягової підстанції в капітальній будівлі

Камери фідерів 10 кВ (4); камери фідерів плавлення ожеледі (5); камери перетворюючих агрегатів (6); камери ТН та ОПН (7); резервна камера фідера 10 кВ (8); камери фідерів повздовжнього електропостачання (9); камери ТВП (10); збірні шини 10 кВ (11); комірки фідерних вимикачів типу КСО (12); комірки катодних вимикачів типу КСО (13); комірка контурів фільтразгладжуючого пристрою (14); камери секційних роз'єднувачів та ОПН (15); камера перемикачів згладжуючого пристрою (16); збірні шини 3,3 кВ (18 та 20). Крім того, на рис.10.34 показані: конструкція кріплення шин «плюс» та «мінус» уводу до комірок катодних вимикачів (17); швидкодіючий вимикач (19).

При спорудженні та реконструкції тягових підстанцій постійного струму в будівлі розташовують функціональні блоки РУ – 3,3 кВ, випрямлячів, реакторів, РУ – 10 кВ, РУ

– ПЛ СЦБ, власних потреб 0,4 кВ, трансформатори власних потреб, в окремих випадках будівлі можливе розташування тягових сухих трансформаторів потужністю до 12 МВА.

12.5.6 Розподільна установка 6 (10) кВ

Розподільні пристрої змінного струму на напругу 6 (10) кВ використовуються для живлення трифазних мереж з ізольованою або заземленою нейтраллю. РУ – 6 (10) кВ ПЛ СЦБ використовуються для живлення пристроїв залізничної автоматики та зв’язку. Для розподільних пристроїв 6 (10) кВ зовнішнього розташування застосовують комплектні комірки. Ці РУ збирають з окремих шаф КРУЗ – 6 (10)кВ різного виконання. В кожній шафі монтують обладнання одного приєднання (увід, живильна лінія, трансформатор власних потреб і т.д.). Конструкція однієї шафи (шафи фідера повітряної лінії) наведена на рис. 12.44.

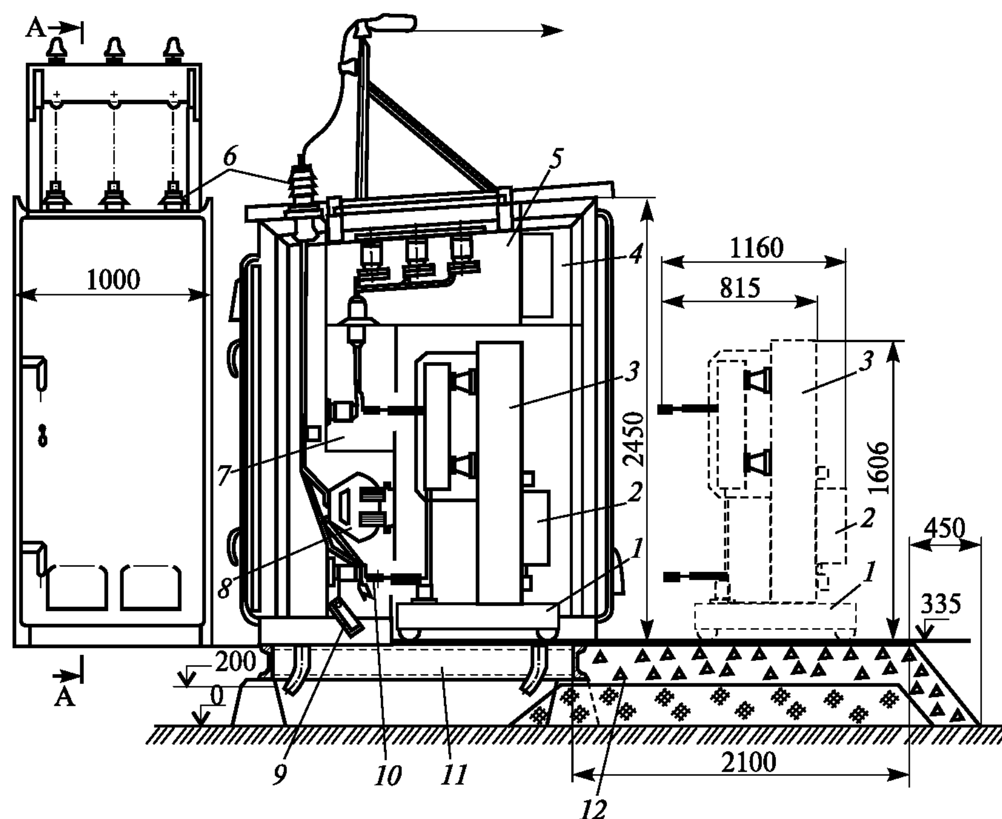


Рис. 12.44 Камера КРУЗ - 10

Рама вимикача 3 (пунктиром показаний вимикач, що висунутий з шафи для ремонту) закріплена на ввисувному візку 1. На рамі знаходиться привід 2 вимикача 3. У відсіку 4 розташовані блоки релейного захисту та вимірювальної апаратури, а у відсіку 5 – збірні шини. Прохідні ізолятори 6 забезпечують проходження струму струмовідних частин через дах шафи. У відсіку 7 розташований шинний роз’єм. Лінійний роз’єм 10, трансформатор струму 8, заземлюючі ножі 9 розташовані у окремому відсіку. Шафа встановлена на металевій рамі 11. Перед шафою влаштований майданчик 12 для обслуговування вимикача. Візок можна висувати тільки після вимкнення вимикача. Після переміщення візка у ремонтне положення спеціальними шторками (засувками) автоматично зачиняються верхні та нижні просвіти для проходження рухомих та головних контактів.

Розподільні установки 6 (10) кВ внутрішнього розташування виконуються або на базі камер типу КСО, або на базі комірок типу КРУ. Конструкція комірок типу КСО та КРУ аналогічна конструкціям, які були розглянуті раніше (див. розділ 10).

Останнім часом РУ – 6 (10) кВ прагнуть мінімізувати за габаритами комірок або камер з високовольтним обладнанням за рахунок надійних компонентів (вакуумних вимикачів, трансформаторів струму та напруги), застосування нових електроізоляційних матеріалів. У цьому контексті розглянемо особливості конструкції шаф «Omega» (рис. 12.45).

Основою шафи є несучий каркас 2, який виготовляється з оцинкованої сталі та використовується в якості внутрішнього контуру заземлення шафи (рис. 12.45). Шафа складається з чотирьох окремих відсіків: відсік збірних шин 1, відсік висувного елемента 9, відсік приєднань 11, відсік вторинних кіл 3. Каркас шафи 2 збирається без застосування зварювання і є внутрішнім контуром заземлення шафи. Конструкція шаф дозволяє: виконати швидкий механічний монтаж та електричний монтаж силових, вторинних кіл, камер між собою в єдиний функціональний блок РУ – 10 кВ. Всі механічні частини шафи гальванічно з'єднані з каркасами. За допомогою болтового з'єднання до контуру заземлення приєднуються корпуса електричного обладнання, апаратів та приладів.

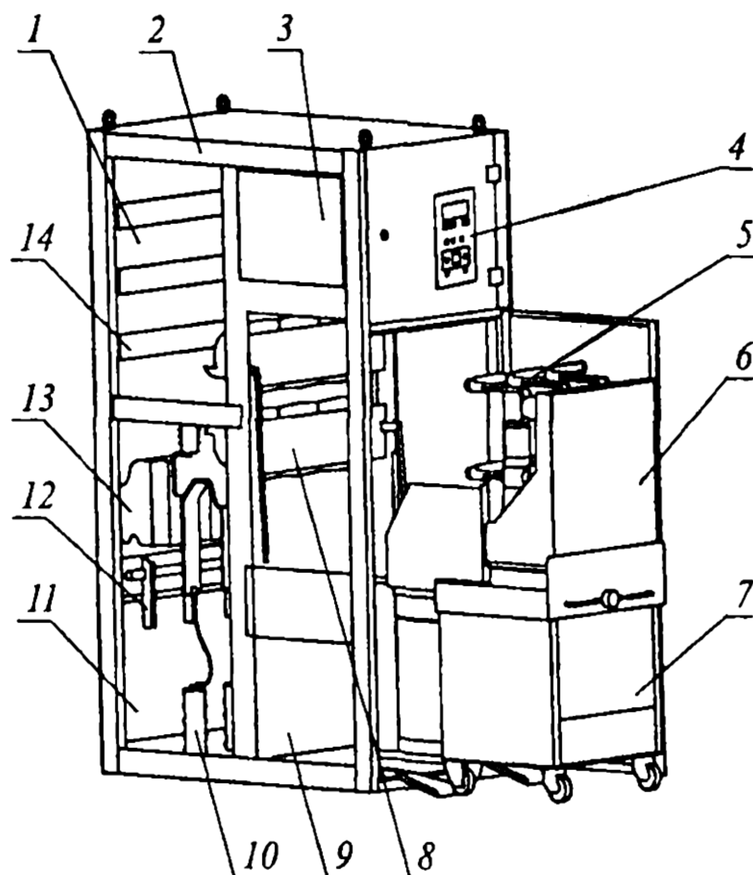


Рис. 12.45 Шафа «Omega»

У відсіку 9 встановлений шторковий механізм з прохідними ізоляторами 8. Шторки (засувки) 8, які автоматично закриваються, запобігають доступу до струмовідних частин при контрольному або ремонтному положенні висувного елемента. На закритих шторках передбачена можливість встановлення навісного замка. Також у відсіку 9 розташовується висувний елемент 6, який являє собою висувний візок 7 з розташованим на ньому вакуумним вимикачем 5, ручним приводом висувного елемента, кінцевими вимикачами. Механізм обладнаний кінцевими вимикачами, які сигналізують про знаходження висувного елемента в робочому та контрольному положеннях, також здійснюється сигналізація при знаходженні висувного елемента у проміжному

положенні. Трансформатори струму 13 призначені для вимірювання значень струму в головних колах шафи. Для роботи релейного захисту та вимірювання електричної енергії. Заземлюючий роз'єднувач 12 призначений для захисту персоналу від враження електричним струмом при виконанні регламентних робіт з силовим електричним обладнанням шафи. Обмежувачі перенапруг 10 призначені для захисту силових кіл шафи від перенапруг, які виникають в мережі 6 (10) кВ. У відсіку збірних шин 1 розташовані збірні шини шафи 14 фаз А, В та С, шини з'єднуються болтовими з'єднаннями від шафи до шафи в межах блока РУ – 6 (10) кВ.

Компонування РУ – 6 (10) кВ наведено вище при розгляді питань, пов'язаних з компонуванням обладнання в РУ – 27,5 кВ та РУ – 3,3 кВ.

12.5.7 Випрямний агрегат

Випрямний агрегат реалізується у вигляді функціонального блока та призначений для перетворення змінного струму в постійний напругою 3,3 кВ за шести- або дванадцятипульсовою схемою випрямлення в системі електропостачання залізниць.

До складу випрямного агрегату входять дві (номінальний струм 1600 А) або чотири (номінальний струм 3200 А) випрямні секції з системою управління, захисту та сигналізації.

Конструктивно функціональний блок має габаритно-приєднувальні розміри, які легко забезпечують встановлення випрямних блоків в одній низці з РП – 3,3 кВ з загальною системою шин.

Блоки випрямних агрегатів забезпечують дванадцятипульсову схему випрямлення при зрівнянні струмів агрегатів за рахунок узгоджених характеристик трансформаторів.

Параметри обраних елементів випрямних секцій узгоджені зі спеціально розробленими для них тепловими трубами системи охолодження. Це забезпечує високу перевантажувальну здатність агрегатів при природному охолодженні. Сигнали з біметалевих реле поступають у контролер для оцінювання температурного зростання.

Захист від мережних та схемних перенапруг епізодичного та періодичного характеру здійснюється за допомогою RC – кіл, які встановлюються паралельно діодам. Клас напруги напівпровідникових приладів, які використовуються в агрегаті, забезпечує чотирьохразовий запас за напругою та дозволяє забезпечити його працездатність навіть при відмові одного з діодів, послідовно увімкнених у фазі випрямляча. Для захисту від мережних та атмосферних перенапруг (за постійним та змінним струмом) використовуються нелінійні обмежувачі.

Заміна діодів не потребує застосування спеціального динамометричного ключа, тому що захисний механізм, який використовується, дозволяє візуально контролювати стискання діодного стовбура з необхідним зусиллям, що забезпечує хороший тепловий контакт з охолоджувачем і тим самим надійність роботи приладів та агрегату в цілому.

12.5.8 Компанування тягових підстанцій

На рис. 12.46 наведений загальний вигляд прохідної тягової підстанції постійного струму. На підстанції встановлено два триобмоточні трансформатори 21, які знижують напругу до 10 та 35 кВ, РУ - 10 кВ закритого типу розташовують в приміщенні підстанції, РУ - 35 кВ відкритого типу розташовано на території підстанції поряд з РУ - 110 кВ. Напруга 110 кВ подається на підстанцію по двох уводах, проводи 1 яких кріпляться гірляндами ізоляторів до поперечин, які зв'язують залізобетонні опори 3. ВРУ - 110 кВ виконують рамного типу. Основу рамної конструкції складають опори, які встановлюються в два ряди та зв'язуються металевими і залізобетонними поперечинами, а знизу - металевими швелерними поперечинами, які кріпляться хомутами до опор. Така

жорстка рама слугує для розміщення всього обладнання, за винятком вимикача 11, на висоті яка не потребує його огородження. Вимикач 11 та розрядники (ОПН) 12 встановлюють на низьких фундаментах. Між жорсткими поперечинами 5 зверху натягують з'єднувальні проводи (ошиновку), ізольовані від поперечин гірляндами ізоляторів 6. Від прямих ударів блискавки обладнання ВРУ захищається блискавковідводами 4, які розташовані частково на опорах рамної конструкції.

Між уводами підстанції виконана ремонтна перемичка 7 з двома роз'єднувачами (на рис. 12.46 показаний один) та робоча перемичка з вимикачем 11 та роз'єднувачем 9. Трансформатори напруги 8, які встановлені на рамі, приєднуються до уводів з протилежної сторони від робочої перемички. В робочому положенні ремонту перемичка вимкнена, а робоча – увімкнена. Таким чином, лінії електропередачі в розсічку, якої увімкнена підстанція, з'єднана через робочу перемичку. Це забезпечує можливість перетоків (транзиту) електроенергії зліва направо і навпаки. Приєднання трансформаторів є продовження уводів 1. Проводи 2 приєднань закріплюються гірляндами ізоляторів 6 до П-образних опорних конструкцій 27. Підключення трансформаторів 21 здійснюється через роз'єднувачі 13 та відокремлювачі 16, які можливість перетоків (транзиту) електроенергії зліва направо і навпаки. Приєднання трансформаторів є продовження уводів 1. Проводи 2 приєднань закріплюються гірляндами ізоляторів 6 до П-образних опорних конструкцій 27. Підключення трансформаторів 21 здійснюється через роз'єднувачі 13 та відокремлювачі 16, які встановлені на рамі 14. На тій ж рамі встановлюється короткозамикач 15, ніж якого знаходиться у розімкненому стані. Найбільш перспективними є заміна відокремлювачів на вимикачі.

Закритий РУ - 10 кВ розташовується в одноповерховій будівлі 22 підстанції. Він складається з камер 29 та притулений до стіни. Живлення подається по уводах 25 від знижуючих трансформаторів. Збірні шини 30 РП-10 кВ секціонується вимикачем. Від кожної секції через прохідні ізолятори подається напруга по приєднанням 17 на перетворюючій трансформатор 20, до якого приєднаний випрямляч 18, який складається з шести шаф. Через прохідні ізолятори прохідної плити 24 живлення подається на трансформатори власних потреб, які встановлені за стіною будівлі 32.

РУ - 3,3 кВ закритого типу змонтований в будівлі підстанції навпроти РУ - 10 кВ за камер 31 заводського виготовлення. В тому ж ряду розташовується камера фільтр-пристрою 36, а реактори згладжувального пристрою змонтовані в шафі (реакторній) 35. Опори 39, які встановлені вздовж паркану підстанції, слугують для кріплення дротів фідерних ліній 41,42,43,44 контактної мережі. Рейковий фідер 40 кріпиться натяжною гірляндою ізоляторів до опори, яка є найближчою до реакторної шафи. В будівлі підстанції розташовані приміщення: щитова 37, дизель—генераторне 38, акумуляторної батареї та інші службові приміщення.

ВРУ - 35 кВ отримує живлення від трансформаторів 21 по уводах 19 через вимикач в комірці 26 та приєднання 34 до трансформатора. Шини 60 РУ - 35 кВ виконані гнучкими шинами, які кріпляться гірляндами ізоляторів 47 до П-образних опорних конструкції. Ці конструкції складаються з двох опор 46 та поперечини 48. На кожну лінію, що відходить монтується комірка 59 заводського виготовлення. Вона має вимикач, трансформатор струму та два роз'єднувача. Аналогічна комірка передбачена і для секційного вимикача. Вона розташована в центрі ВРУ - 35 кВ.

Знижуючі трансформатори встановлені перед будівлею підстанції біля під'їзних колій 22 та 23 на такій відстані, яка забезпечує можливість монтажу трансформатору за допомогою крану на залізничному ході з платформ, на яких транспортуються трансформатори. Під'їзді колії використовуються для встановлення вагонів 62 та платформ з обладнанням масляного господарства дистанції електропостачання, а також пересувних тягових підстанцій та трансформаторів.

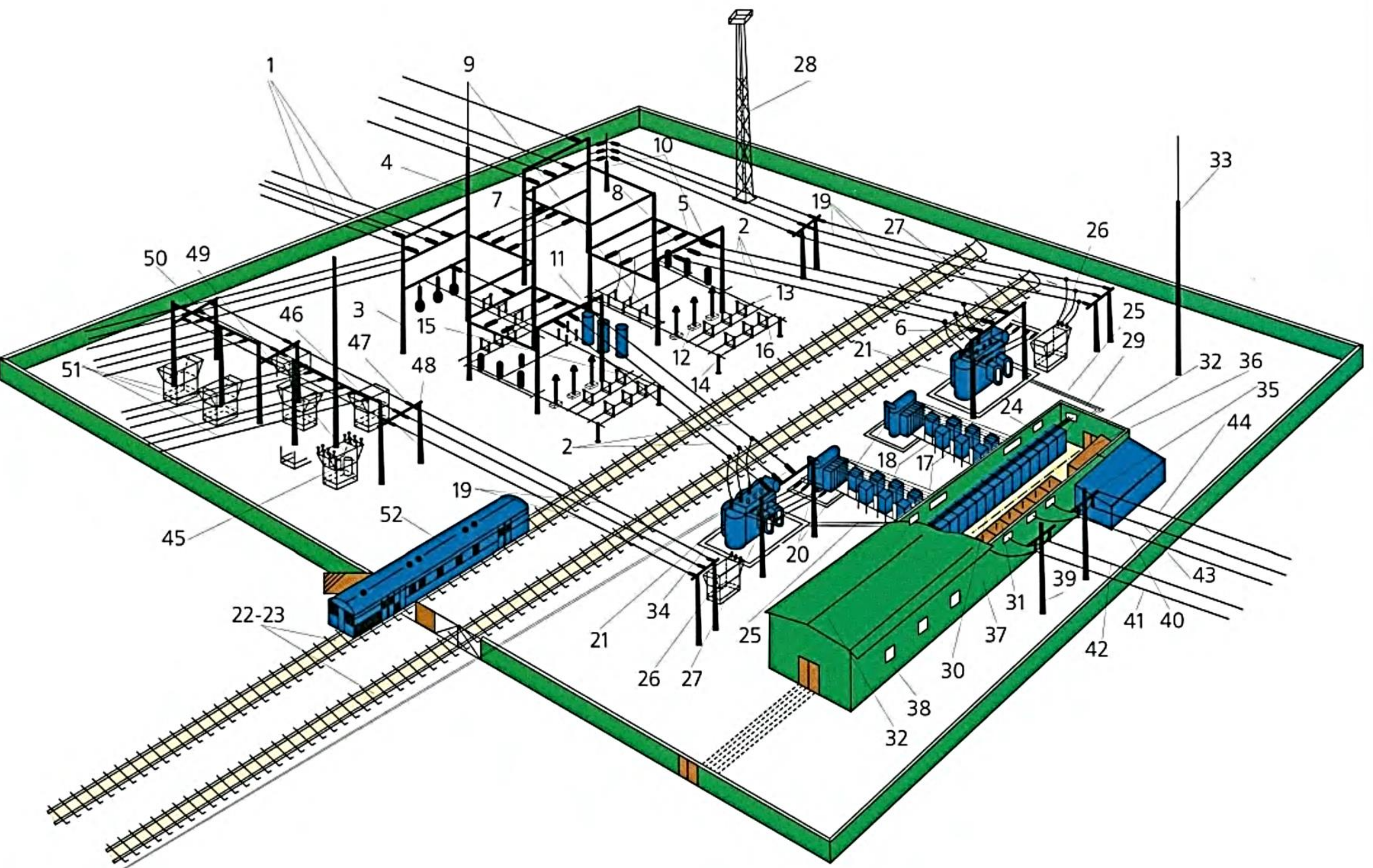


Рис. 12.46 Загальний вигляд тягової підстанції постійного струму

На рис. 12.47 наведений план прохідної тягової підстанції, яка складається з трьох РУ: ВРУ - 110 кВ, ВРУ - 27,5 кВ, КРУЗ - 10 кВ. ВРУ - 110 кВ виконують рамного типу, що дозволяє застосовувати індустріальні методи спорудження тягових підстанцій.

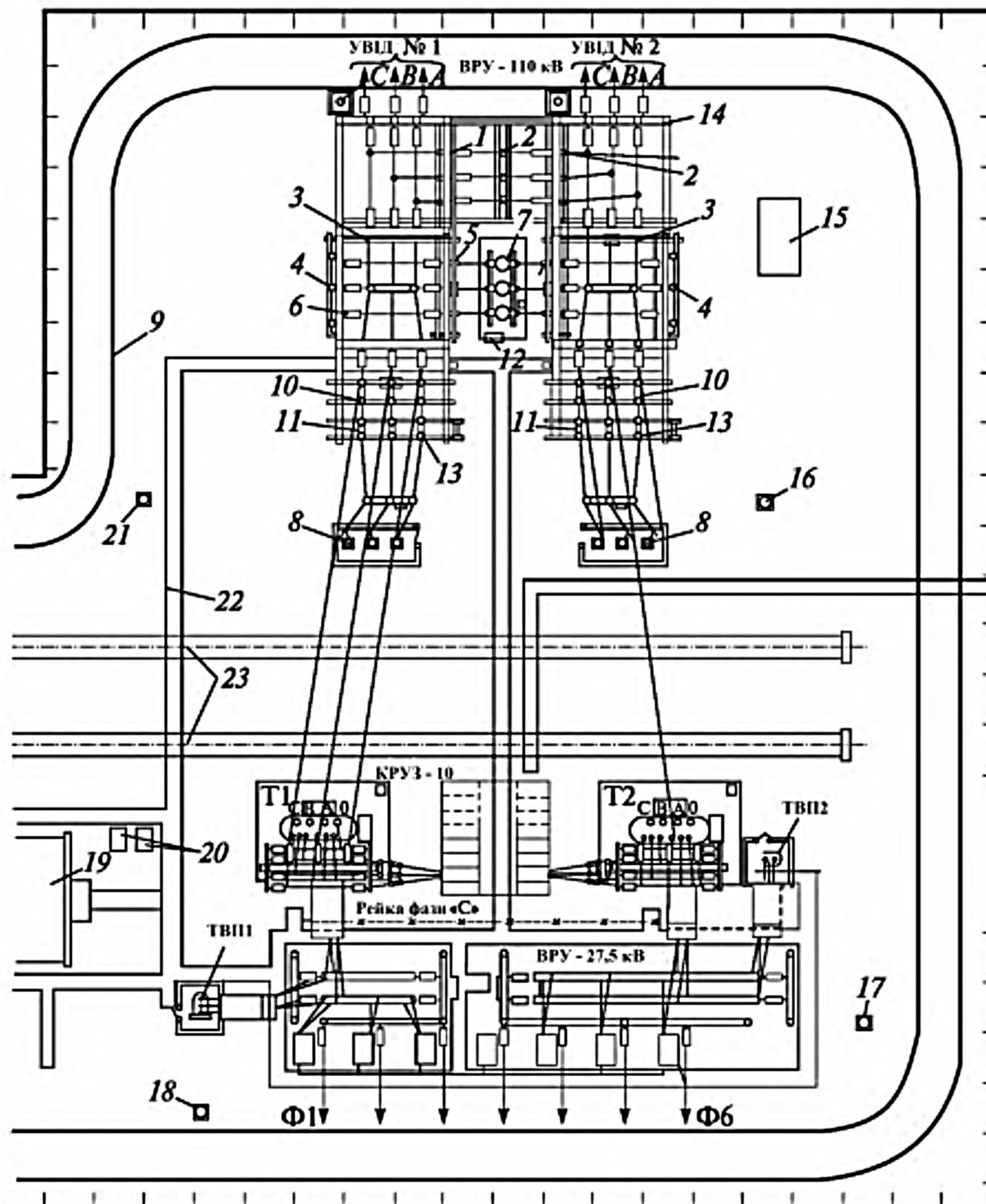


Рис. 12.47 План тягової підстанції змінного струму

На ремонтній перемичці, яка з'єднує уводи №1 та №2 , виконані роз'єднувачі 1 та трансформатори струму 2. Вимикач 7 робочої перемички з двох боків має роз'єднувачі 5, які забезпечують безпеку при його ремонті. Роз'єднувачі 5 ремонтної перемички та 3 уводів встановлюються на металевій рамі на висоті, яка не потребує огородження. Аналогічно встановлюються трансформатори напруги 4, роз'єднувача 10 первинного боку трансформаторів Т1 та Т2, відокремлювані 11, короткозамикачі 13. На опорі рамної конструкції встновлюється блискавковідвід 14. Окремо розташовані блисковковідводи 16, 17, 18 та 21 виконуються на індивідуальних опорах. Розрядники 8 встановлюються на низьких опорних конструкціях і тому огороджуються. Проводи ВРУ - 110 кВ кріпляться до металевих та залізобетонних поперечин, які закріплюються на опорах за допомогаю гірлянд ізоляторів 6. Від трансформаторів власних потреб ТВП1 та ТВП2

електроенергія подається в будівлю 19 підстанції до шаф власних потреб 20 змінного струму кабельними каналами 22. Ці канали використовують для зв'язку щита керування підстанції та шаф затискачів 12 окремих приєднань. По периметру підстанції, вздовж паркану, виконується проїзд для автотранспорту та пожежних машин. Під'їзні залізничні колії використовуються для транспортування трансформаторів Т1 та Т2 та іншого важкого обладнання, а також для заїзду залізничних кранів, які необхідні для монтажу та демонтажу трансформаторів Т1 та Т2. Підземний резервуар 15 використовується для аварійного зливу трансформаторного масла. У сучасних умовах на проміжних підстанціях доцільна заміна відокремлювачів на вимикачі.

Трьохобмоточні трансформатори Т1 та Т2 знижують напругу, яку одержують від ВРУ - 110кВ, до 27,5 кВ та 10 кВ. В РУ - 27,5 кВ живлення подається через блок уводів (рис. 12.34, 12.40) від трансформаторів Т1 та Т2 на шини А та Б, які кріпляться до опорних портальних конструкцій. Блоки ДПР (рис. 12.35) та ТВП (рис. 12.36) конструктивно мають багато спільного з блоками уводів. Блоки фідерів контактної мережі (рис. 12.37) відрізняються від блоків уводів ТВП та ДПР тим, що вони виконуються на одну фазу. Аналогічно фідерним блокам конструкцію має блок запасного вимикача (рис. 12.38). Блоки трансформаторів напруги та розрядників (рис. 12.39) розташовуються під порталами, до яких кріпляться збірні шини. Збірні шини виконуються з подвійних сталеалюмінієвих дротів. У цих же блоках розташовуються секційні роз'єднувачі. Вздовж усього ВРУ - 27,5 кВ змонтовані на опорах металеві балки, до яких через гірлянди ізоляторів кріпляться проводи ліній ДПР, контактної мережі та рейкового фідера. Усі блоки РУ - 27,5 кВ заводського виготовлення і постачаються в підготовленому для монтажу вигляді.

Керуючись сучасними вимогами до проєктування, монтажу та експлуатації тягових підстанцій змінного струму, а також світовим досвідом, доцільно використовувати РУ - 27,5 кВ закритого типу. При цьому для підстанцій напругою 110/27,5/10 кВ та 220/27,5/10 кВ ефективним визнано розташування РУ - 27,5 кВ разом з РУ - 10 кВ (рис.12.41), а для підстанцій напругою 110/35/27,5 кВ – виконання РУ - 27,5 кВ закритого типу окремо від РУ - 35 кВ. При цьому доцільно виконувати РУ - 35 кВ також закритого типу.

Виконання РУ - 27,5 кВ закритого типу стало можливим завдяки використанню елегазового та вакуумного комутаційного обладнання, а також "сухих" вимірювальних трансформаторів та трансформаторів власних потреб.

У найближчі двадцять п'ять років знайдуть широке застосування "сухі" або з литою ізоляцією силові трансформатори з аморфною сталлю та як альтернатива – трансформатори з малогорючими чистими рідинами або елегазом.

12.6 ПЕРЕСУВНІ (МОБІЛЬНІ) ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ

Пересувні тягові підстанції призначені для заміни одного перетворювального агрегату або понижуючого трансформатора на стаціонарних тягових підстанціях постійного або змінного струму [9].

При необхідності вони можуть бути встановлені на перегоні між стаціонарними підстанціями. Відповідно їх називають пересувними тяговими підстанціями постійного і змінного струму. Необхідність заміни перетворювального агрегату або трансформатора пересувною тяговою підстанцією виникає при виведенні цього устаткування в капітальний ремонт або заміні новим фізично й морально застарілого обладнання на стаціонарній підстанції. Особливо необхідні пересувні підстанції на ділянках, де на стаціонарних підстанціях встановлено по одному перетворювальному агрегату або понижуючому трансформатору. В цьому випадку вони забезпечують заміну не тільки основного агрегату на період виведення його в плановий або аварійний ремонт, але

можуть бути використані для збільшення потужності стаціонарної підстанції на період інтенсивних перевезень вантажів. Експлуатовані на нашій мережі пересувні тягові підстанції можуть працювати самостійно й спільно зі стаціонарними тяговими підстанціями, тому що укомплектовані всім необхідним силовим устаткуванням.

Хоча це й збільшує їхню вартість, але підвищує маневреність, швидкість запровадження в дію й забезпечує можливість установки в місцях, де немає стаціонарних тягових підстанцій. Захист устаткування від режимів, які відрізняються від нормальних й аварійних режимів, засоби автоматики й живлення власних потреб на пересувних тягових підстанціях мають таке ж принципове рішення, як і на стаціонарних підстанціях, відрізняючись у деяких випадках меншим обсягом, що враховує специфіку пересувних електроустановок.

На ділянках енергопостачання передбачається одна пересувна підстанція на шість-вісім стаціонарних підстанцій. Пересувні підстанції й трансформатори виконують так, щоб установлюване на платформах устаткування вписувалося в габарит рухомого складу й перебувало в постійній готовності до запровадження в дію.

Тягові підстанції постійного струму виконують із напівпровідниковими випрямлячами із природним повітряним охолодженням. Підстанції бувають із первинною напругою 35 та 10 кВ. Варіант схемного виконання пересувної тягової підстанції на первинну напругу 10 кВ наведений на рис. 12.42.

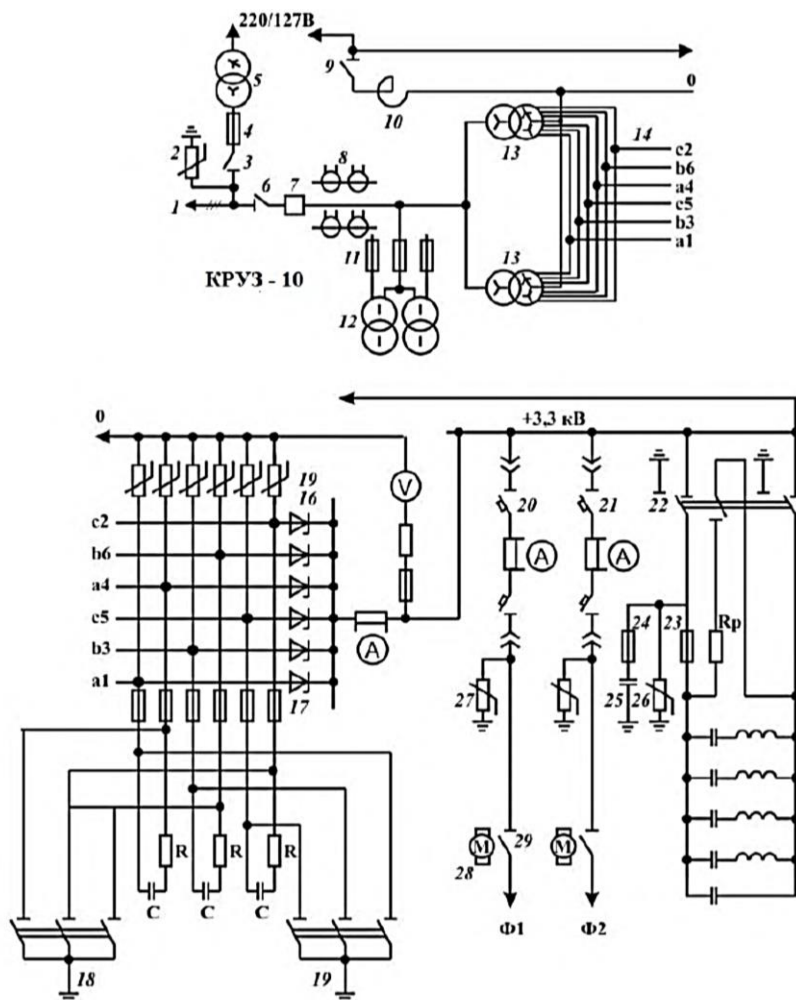


Рис. 12.42 Схема пересувної тягової підстанції постійного струму

Напівпровідникові випрямлячі розташовані на платформі. Устаткування РУ - 3,3 кВ, стояк керування, релейного захисту та автоматики, а також салон чергового

персоналу розташовують у вагоні, перетворювальні трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, реактор, ТВП і ТН — на платформах. На тягових підстанціях з випрямлячами природного охолодження стояки керування фідерами 3,3 кВ можуть розташовуватися на платформі з випрямлячами. Підстанція має устаткування: 1 — ввід; 2 — обмежувач перенапруг змінного струму; 3 — роз'єднувач ТВП 5, що захищає запобіжником 4; 6 — роз'єднувач вводу, 7 - масляний вимикач, 8 — ТС для підключення релейного захисту, амперметра, лічильника для обліку переробленої енергії; 9 — роз'єднувач відсоса; 10 — реактор пристрою, що згладжує; 11 - запобіжники ТН 12, з'єднані за схемою «відкритого трикутника», 13 - перетворювальні трансформатори, 14 — анодні шини або кабелі, 15 — обмежувачі перенапруг, 16 — напівпровідниковий випрямляч; 17 — запобіжники кола RC; 18 й 19 — заземлюючі роз'єднувачі; 20 й 21 — викатні ШВ фідерів; 22 — роз'єднувачі контурів, що згладжують, 23 - запобіжник контурів; Rр - розрядний резистор; 24 - запобіжник у колі конденсатора 25; 26 й 27 – обмежувачі перенапруг на 3, 3 кВ; 28 - моторні приводи лінійних роз'єднувачів 29 фідерів Ф1 і Ф2.

Тягові підстанції змінного струму розташовують на платформах. На першій платформі є: віддільник 1 (рис. 12.43), обмежувачі перенапруг 2, короткозамикач 3, роз'єднувачі, що заземлюють 4 у двох фазах, обмежувач перенапруг 6 і роз'єднувач 7 у колі нейтралі (у роботу включається або обмежувач перенапруг, або роз'єднувач за вказівкою енергосистеми). На окремій другій платформі-лафеті розміщений трансформатор 8 з вбудованими ТС 5. На третій платформі розміщені пристрої живлення СЦБ, роз'єднувач 10 і ТС 9 для підключення диференціального захисту трансформатора 8, вимикачі 11 й 12 з роз'єднувачами 18, 19 і обмежувачами перенапруг 21 фідерів Ф1 і Ф2 контактної мережі, вимикач 13 з роз'єднувачами 20 і обмежувачами перенапруг 22 фідера ДПР, ТН 16 із запобіжниками 14 і ТВП 17 із запобіжниками 15. У вагоні розміщені стійки захисту, автоматики й керування трансформатором 8, фідерами 27,5 кВ і ДПР, пристроями СЦБ, загальнопідстанційної сигналізації й власних потреб; випрямлячі для живлення власних потреб; купе - салон на чотири місця для обслуговуючого персоналу. Акумуляторна батарея розташована у двох ящиках під рамою вагона.Фаза С трансформатора з'єднується з тяговою рейкою шинами або кабелем. Все устаткування підстанції заземлене на металеві рами рухомого складу.

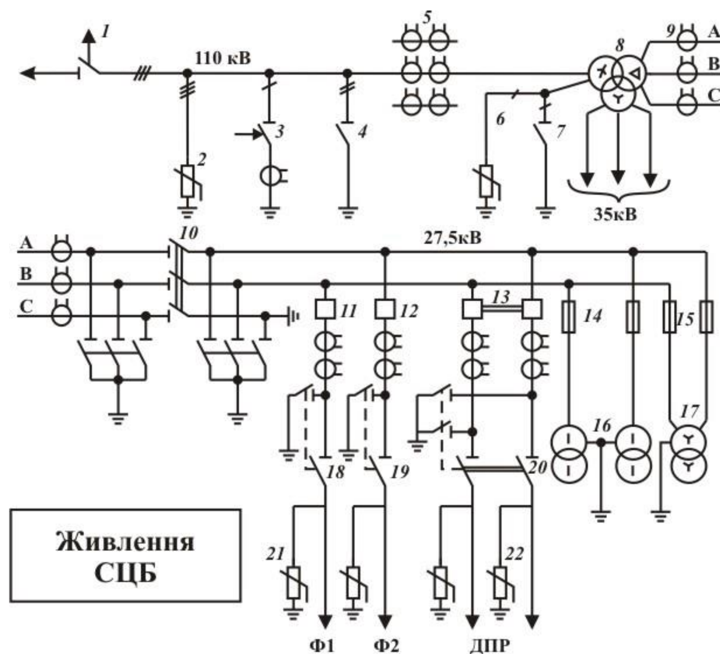


Рис. 12.43 Схема пересувної тягової підстанції змінного струму

Пересувні тягові підстанції, про які йшлося вище, багато в чому застаріли морально та фізично. Наприкінці минулого століття було ухвалено рішення про створення нових пересувних тягових підстанцій.

Відповідно до нових технічних вимог пересувна тягова підстанція повинна забезпечувати: можливість експлуатації без постійного чергового оперативного персоналу; високу надійність та довговічність; мобільність та швидкість введення в роботу; безпека обслуговування; зручність експлуатації та ремонту; підвищений рівень антивандальної стійкості.

Сучасні пересувні тягові підстанції складаються з певних функціональних блоків (ФБ), які встановлюються на залізничні платформи в вигляді певних модулів тому сучасні пересувні підстанції отримали назву модульних.

Мобільні тягові підстанції призначені для передачі електричної енергії в контактну мережу. Мобільні тягові підстанції можуть бути використані у разі виходу з ладу стаціонарних підстанцій, їх ремонту або реконструкції, а також як джерело додаткової потужності при зростанні тягових навантажень або для покращення режиму напруги в тяговій мережі.

За схемою зовнішнього електропостачання підстанції є тупиковими, а саме, підключаються до сусідньої підстанції за допомогою однієї лінії електропередачі напругою 110 кВ з одностороннім живленням.

За конструктивним виконанням мобільні підстанції збираються з металевих модулів.

Важливо відзначити, що підстанції є виробами повної заводської готовності, які укомплектовані всім необхідним обладнанням, і працюють в автоматичному режимі та не потребують постійного обслуговуючого персоналу.

Модульна мобільна підстанція постійного струму 3,3 кВ призначена для встановлення на залізницях постійного струму напругою 3,3 кВ, що підключається до джерела змінної напруги з номінальними значеннями на уводі вищої напруги 10; 20; 35; 110 кВ частотою 50 Гц; номінальна потужність перетворювального трансформатора може бути до 16 МВА.

Підстанція складається з таких ФБ (рис. 12.43, а):

1) блоку уводу.
2) блоку высоковольтного вимикача, трансформаторів струму та напруги.
3) блоку перетворюючого (тягового) трансформатора.
4) блоку перетворювача (випрямляча).
5) блоку фідерів контактної мережі.
6) блоку реатора.

Конструктивно підстанція постійного струму (рис. 12.43, б) має п'ять фітингових платформ з розміщеним на них електротехнічним обладнанням:

1) платформу перетворювального трансформатора, де встановлені один перетворюючий трансформатор з вищою напругою 110 кВ (для підстанції з номінальною напругою на уводі 110 кВ) та один ввідний вимикач 110 кВ з елегазовою ізоляцією.

2) платформу розподільної установки 3,3 кВ для розміщення модуля з одним статичним перетворювачем (випрямлячем) з номінальним струмом до 5 кА, розподільчої установки 3,3 кВ, призначеного для підключення чотирьох приєднань (фідерів) контактної мережі та пристрою, що згладжує.

3) платформу ВП - Акумуляторна для розміщення модуля власних потреб, акумуляторної, загальнопідстанційного керування та сигналізації.

4) платформу службову для розміщення службового та службово-побутового модуля

5) платформу технологічну для розміщення складових частин підстанції та комплектів монтажних частин.

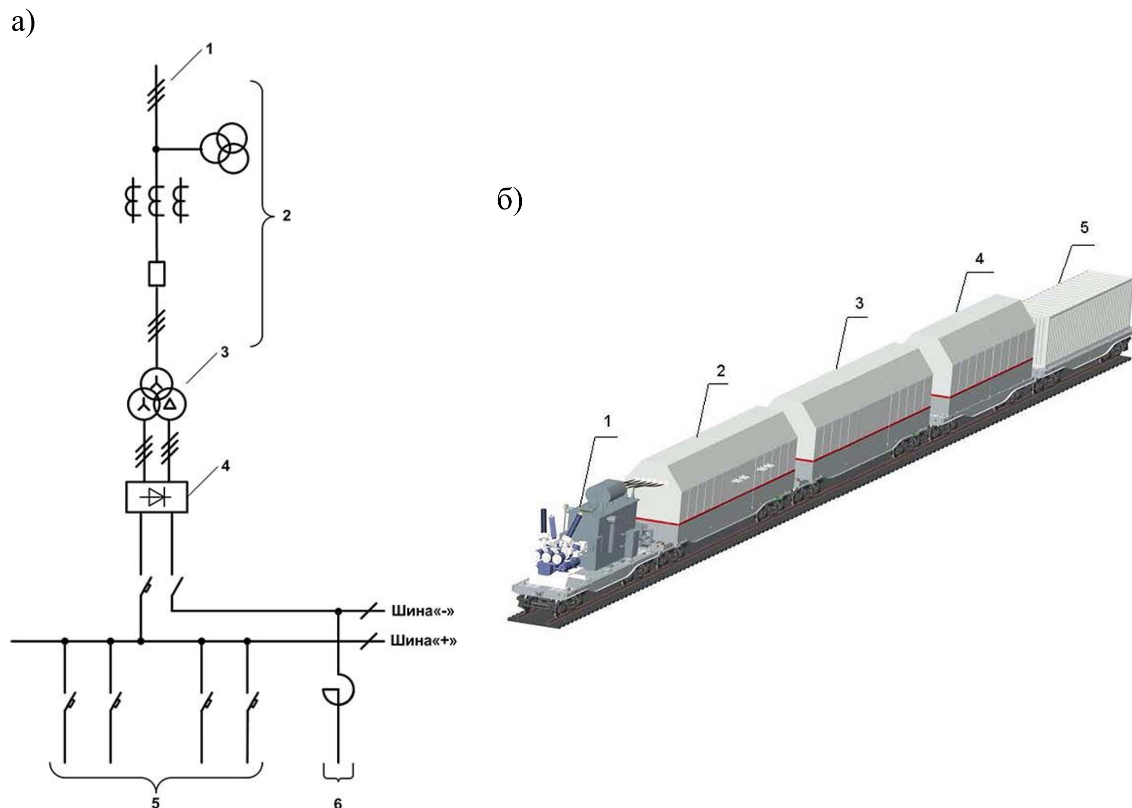


Рис. 12.43 Модульна мобільна підстанція постійного струму: а) спрощена схема; б) конструктивне виконання

Модульна мобільна підстанція змінного струму 27,5 кВ призначена для встановлення на залізницях змінного струму напругою 27,5 кВ, підключається до джерела змінної напруги з номінальними значеннями на введенні вищої напруги 110 або 220 кВ частотою 50 Гц, номінальна потужність перетворювального трансформатора може бути до 40 МВА.

Підстанція складається з таких ФБ (рис. 12.44, а):

1) блоку уводу.

2) блоку високовольтного вимикача, трансформаторів струму та напруги.

3) блоку перетворювального (тягового) трансформатора.

4) блоку фідерів контактної мережі.

5) блоку зворотнього фідера.

6) блоку ДПР.

Конструктивно підстанція змінного струму (рис. 12.44, б) має шість фітингових платформ з розміщеним на них електротехнічним обладнанням:

1) платформу розподільної установки 110/220 кВ для розміщення модуля з обладнанням напругою 110/220 кВ типу КРУЕ.

2) платформу понижуючого трансформатора для розміщення силового трансформатора з найвищою напругою 110/220 кВ.

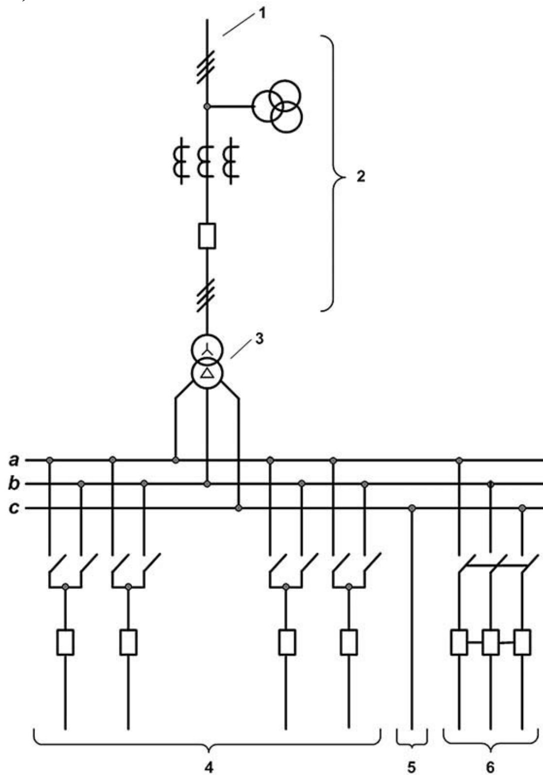
3) платформу розподільної установки 27,5 кВ для розміщення модуля з розподільною установкою 27,5 кВ, з номінальним струмом до 2000 А та призначеного для підключення чотирьох приєднань (фідерів) контактної мережі.

4) платформу ВП - Акумуляторну для розміщення модуля трансформатора власних потреб, обладнання власних потреб, акумуляторної, загальнопідстанційного керування та сигналізації;

5) платформу службову для розміщення службового та службово-побутового модуля.

6) платформу технологічну для розміщення складових частин підстанції та комплектів монтажних частин.

а)



б)

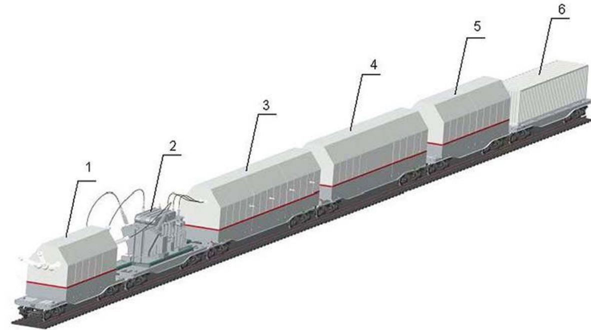


Рис. 12.44 Модульна мобільна підстанція змінного струму:
а) спрощена схема; б) конструктивне виконання

Сучасні модульні мобільні підстанції мають низку особливостей та переваг у порівнянні з підстанціями, що експлуатуються в даний час на мережі залізниць.

Підстанції є виробами повної заводської готовності, що поставляються на місце експлуатації на платформах, з комплектом готових кабелів, джгутів, шинних мостів для швидкого електричного та механічного з'єднання модулів та платформ між собою.

Підстанції комплектуються обладнанням, що серійно випускається, яке розміщене в спеціальних термостатованих металевих оболонках – модулях (контейнерах). За рахунок застосування вогнестійких матеріалів та технологій у кожному модулі закладено високий рівень вогнестійкості – II, при цьому в модулі передбачено все необхідне для створення комфортних умов при обслуговуванні обладнання.

Найважливішою характеристикою представлених підстанцій є мобільність. Після транспортування на місце дислокації вони можуть функціонувати без вивантаження модулів з платформ, при цьому кронштейни для встановлення анкерних пристроїв і зовнішні частини огорож струмовідних частин вписуються в транспортний габарит 1Т, тому їх демонтаж при транспортуванні не потрібно.

Контроль стану та управління обладнанням здійснюється за допомогою автоматизованої розподіленої системи без присутності постійного оперативного персоналу. Система дозволяє контролювати основні технічні характеристики, параметри та запобігати аварійним ситуаціям в автоматичному режимі, діагностувати технічний стан обладнання підстанції та прогнозувати його зміну та режими роботи.

Система аналізує дані, що змінилися, і формує рекомендації, при цьому диспетчеру видається узагальнений сигнал: підстанція працює в штатному режимі, потрібне обслуговування, необхідне негайне втручання та прийняття рішення про можливість

подальшої експлуатації обладнання. При необхідності система дозволяє отримати потрібну для прийняття рішення інформацію кожного датчика, вимикача, цифрового реле підстанції.

Впровадження такої системи дозволяє отримати відчутний економічний ефект за рахунок скорочення експлуатаційних витрат при реальному переході з планово-попереджувальної технології обслуговування на обслуговування по фактичному стану.

Також підстанції оснащені низкою допоміжних систем: технічними засобами охорони, світлозвуковою сигналізацією, відеоспостереженням за периметром підстанції та обладнанням у модулях з можливістю передачі сигналу на пункт диспетчера.

12.6 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТІ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ, ВИБІР ПЕРЕТВОРЮЮЧИХ АГРЕГАТІВ ТА ПОНИЖУЮЧИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

12.6.1 Розрахунок потужності перетворюючих агрегатів тягової підстанції постійного струму.

Відомі декілька методів розрахунку потужності на тягу поїздів в залежності від вихідних даних. Нижче розглянуті два з них.

Найбільш простим є розрахунок у тому випадку, якщо задане діюче значення випрямленого струму підстанції. Тоді повна потужність перетворюючих випрямних агрегатів, яка необхідна для живлення тяги, кВа:

$$S_{т} = 1{,}05 \cdot U_{dn} \cdot I_{д.тп}, \qquad (12.1)$$

де U_{dn}– номінальна випрямлена напруга на шинах підстанцій, кВ;
$I_{д.тп}$ – діюче значення випрямленого струму підстанції, А.

Розрахункова кількість робочих перетворюючих агрегатів:

$$N_{розрах} = I_{д.тп}/I_{dn}, \qquad (12.2)$$

де I_{dn} – номінальний випрямлений струм прийнятого типу перетворюючого агрегату за каталогом,А.

Отримане значення $N_{розрах}$ може бути не цілим числом, яке необхідно округлити до цілого значення N у більшу сторону.

Необхідна потужність перетворюючого трансформатора:

$$S_{н.тр.} \geq S_{т}/N, \qquad (12.3)$$

При виборі за каталогом типу трансформатора, крім значення $S_{н.тр}$ необхідно врахувати прийняту схему випрямлення.

Складнішим є розрахунок, якщо у вихідних даних вказані для кожної фідерної зони середній струм поїзда за час ходу по фідерній зоні $I_{п}$ та максимальна кількість поїздів, які знаходяться одночасно на фідерній зоні $N_{ф.}$

Діюче значення струму фідера (живлячої лінії) при однобічному живленні контактної мережі:

$$I_{д.ф.} = I_{п} \cdot \sqrt{1{,}1 \cdot N_{ф} \cdot \alpha + N_{ф} \cdot (N_{ф} - 1)}, \qquad (12.4)$$

при двобічному живленні:

$$I_{д.ф.} = I_{п} \cdot \sqrt{0{,}35 \cdot N_{ф} \cdot \alpha + 0{,}25 \cdot N_{ф} \cdot (N_{ф} - 1)}, \qquad (12.5)$$

де α - відношення загального часу хода поїзда по фідерній зоні до часу йогохода під струмом, який дорівнює 1,02-1,05.

Середній струм фідера при однобічному живленні:

$$I_{сер.ф.} = I_п \cdot N_ф, \quad (12.6)$$

При двобічному живленні:

$$I_{сер.ф.} = I_п \cdot N_ф/2, \quad (12.7)$$

Тоді маємо діюче значення струму підстанції:

$$I_{д.тп}= \sqrt{\left(\sum_1^k I_{сер.ф.}\right)^2 + \sum_1^k\left(I_{д.ф.}^2 + I_{сер.ф.}^2\right)}, \quad (12.8)$$

де k – кількість фідерів (живлячих ліній) контактної мережі.

Далі за значенням $I_{д.тп.}$ розрахунок виконується за виразами (12.1) – (12.3).

12.6.2 Розрахунок потужності понижуючих трансформаторів тягової підстанції змінного струму для живлення тягового навантаження

За заданими середніми добовими діючими значеннями потужності $S'_т$ та $S''_т$ для найбільш та найменш за вантажних плечів живлення потужності визначають за виразом:

$$S_т=(2\cdot S'т+0{,}65\cdot S''т)\cdot К_р\cdot К_к\cdot К_м= (2\cdot S'_т + 0{,}65 \cdot S''_т)\cdot 0{,}83\cdot К_м, \quad (10.9)$$

де $К_р$ – коефіцієнт, який враховує нерівномірність навантаження фаз трансформатора ($К_р$= 0,9);

$К_к$ – коефіцієнт, який враховує вплив компенсації реактивної потужності, ($К_к$=0,93);

$К_м$ – коефіцієнт, який враховує вплив внутрішньодобової нерівномірності руху на знос ізоляції обмоток трансформатора, який для двохколійних ліній з електровозною тягою можна прийняти 1,45, а для одноколійних- 1,25.

Якщо навантаження підстанції задається діючими значеннями струмів найбільш та найменш завантажених пліч живлення $I'_д$ та $I''_д$, то:

$$S_т=U_ш\cdot(2\cdot I'_д+0{,}65\cdot I''_д)\cdot К_р\cdot К_к\cdot К_м= (2\cdot I'_д + 0{,}65 \cdot I''_д)\cdot 0{,}83\cdot К_м, \quad (12.10)$$

У тих випадках, коли відомі для кожної фідерної зони середній струм поїзда $I_п$ та максимальна кількість поїздів на фідерній зоні $N_ф$, значення $I'_д$ та $I''_д$ визначають з виразу (12.8), а величини, що входять у цей вираз величини – по виразам (12.4) – (12.7). Потім відповідно формулі (12.10) знаходять значення $S_т$.

12.6.3 Розрахунок потужності понижуючих трансформаторів тягової підстанції при системі електрифікації 2х25 кВ

Необхідна потужність трансформаторів для живлення тяги, кВА:

$$S_т= U_ш\cdot I_{пл}\cdot K_{но}, \quad (12.11)$$

де $U_ш$ – напруга на шинах підстанції, 27,5 кВ;

$I_{пл}$ – струм плеча живлення, який складається з струмів контактної мережі та живлячого проводу,А;

$K_{но}$ – коефіцієнт який враховує різницю навантаження секцій розчепленої

обмотки понижуючого трансформатора, 1,1.

12.6.4 Розрахунок потужності районних (нетягових) споживачів

Необхідну потужність на шинах підстанції, що проєктується, яка необхідна для живлення районних споживачів, визначають в такій послідовності.

Максимальна активна потужність споживачів, кВт:

$$P_{max}= P_{у} \cdot K_{п} \qquad (12.12)$$

де $P_{у}$ – встановлена потужність споживача електроенергії, кВт;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту, який враховує режим роботи, завантаження та ККД обладнання.

За типовими графіками навантаження споживачів (див. розділ 11) визначають навантаження споживачів для кожної доби. Відомо, що 100%-вому навантаженню типового графіка відповідає максимальна потужність споживача. Помножуючи значення споживача на кількість відсотків, яка відповідає певній годині доби типового графіка, та поділюючі на 100, отримуємо потужність для цієї години в кіловатах. Розраховані навантаження за годинами доби для кожного споживача необхідно звести до таблиці та визначити їх суму. На базі даних таблиці будують графік сумарного навантаження споживачів, кВА:

$$S_{max10} = \left(1 + \frac{P_{пост} + P_{зм}}{100}\right) \cdot \sqrt{\left[\left(\sum_{1}^{n} P_{max}\right)^2 + \left(\sum_{1}^{n} Q_{max}\right)^2\right]}, \qquad (12.13)$$

де $P_{пост}$ – постійні втрати у сталі трансформаторів, які дорівнюють 1-2%;

$P_{зм}$ – змінні втрати в мережах та трансформаторах, які дорівнюють 6-10%;

$\sum_{1}^{n} P_{max}$ - максимальне значення сумарного навантаження, кВт;

$\sum_{1}^{n} Q_{max}$ - сума реактивних потужностей всіх споживачів у годину максимума сумарного навантаження, кВАр, розраховується за формулою:

$$\sum_{1}^{n} Q = P_1 \cdot tg\boldsymbol{\varphi}_1 + P_2 \cdot tg\boldsymbol{\varphi}_2 + \ldots + P_n \cdot tg\boldsymbol{\varphi}_n, \qquad (12.14)$$

де $P_1, P_2 \ldots P_n$ – активні потужності споживачів у годину максимум сумарного навантаження.

Максимальну повну потужність всіх споживачів можна приблизно визначити без типових графіків навантаження, використовуючи вираз (12.13), в якому:

$$\sum_{1}^{n} P_{max} = P_{max1} \cdot K_{ум1} + P_{max2} \cdot K_{ум2} + \ldots + P_{maxn} \cdot K_{умn} \qquad (12.15)$$

$$\sum_{1}^{n} Q_{max} = P_{max1} \cdot K_{ум1} \cdot tg\boldsymbol{\varphi}_1 + P_{max2} \cdot K_{ум2} tg\boldsymbol{\varphi}_2 + \ldots + P_{maxn} K_{умn} \cdot tg\boldsymbol{\varphi}_n \qquad (12.16)$$

де $P_{\max}$– максимальна потужність споживача,яка розраховується за формулою (10.12);

$К_{ум}$– коефіцієнт участі в максимумі; для споживачів залізничного транспорту та інших споживачів з нерівномірним графіком навантаження $К_{ум} \approx 0,75 \div 0,8$; для підприємств з механічним обладнанням, насосними установками та інших споживачів з безперервним технологічним процесом та з рівномірним графіком $К_{ум} \approx 0,9 \div 0,95$.

12.6.5 Розрахунок потужності власних потреб (ВП) підстанції та вибір трансформатора власних потреб

Необхідну потужність для живлення ВП змінного струму визначають складанням потужності всіх споживачів, що приєднується. Приблизну потужність ВП змінного струму (без врахування навантаження пристроїв автоблокування, району контактної мережі та бази масляного господарства) проміжних тягових підстанцій можна прийняти за величиною 0,5-0,7 % потужності $S_т$, для підстанцій змінного струму та 0,8-1,2 % $S_т$ для підстанцій постійного струму.

На опорних тягових підстанціях 110-220 кВ витрати енергії ВП значно збільшуються в зимовий період при наявності масляних вимикачів, які мають потужні підігрівальні пристрої. Тому на таких підстанціях крім основних трансформаторів власних потреб (ТВП), додатково встановлюють два трансформатора підігріву, потужність яких приймають 400 кВа для опорних підстанцій 220 кВ з кількістю уводів більше трьох, 250 кВА – на інших опорних підстанціях.

На всіх тягових підстанціях встановлюють по два ТВП з вторинною напругою 380/220В, які працюють з глухо заземленою нейтраллю. На тягових підстанціях постійного струму ТВП живляться від РП 10 кВ, а при його відсутності – від РП 35 кВ. На підстанціях змінного струму ТВП приєднується до шин РП 27,5 кВ та можуть живитися від шин РП 10 кВ при напрузі на шинах підстанції 110(220)/27,5/10 кВ.

При визначенні потужності ТВП виходять з того, що один трансформатор повинен забезпечувати все навантаження ВП:

$$S_{н.тр\,(ТВП)} \geq S_{ВП}, \qquad (12.17)$$

де $S_{ВП}$ - максимальна потужність споживачів ВП, кВА.

12.6.6 Вибір понижуючих трансформаторів та визначення потужності підстанції

Кількість та потужність трансформаторів необхідно вибирати виходячи з техніко-економічних розрахунків та нормативних вимог по резервуванню, відповідно до яких на тягових підстанціях необхідно передбачити по два головних понижуючих трансформатора.

За звичай економічно не вигідно приймати потужність кожного трансформатора з розрахунку забезпечення всього навантаження підстанції.

Як правило, на підстанціях обидва трансформатора бувають увімкнені. Потужність їх доцільно прийняти такою, щоб при вимкненні одного з них електропостачання забезпечувалося одним трансформатором, який залишиться в роботі. Потужність понижуючого трансформатора рекомендується визначити виходячи з умов аварійного режиму:

$$S_{н.тр} \geq \frac{S_{\max\,(ВН)}}{K_{ав} \cdot (n-1)}\ , \qquad (12.18)$$

де $S_{max\,(вн)}$ - сумарне максимальне навантаження первинної обмотки (обмотки ВН) трансформатора, кВА;

$K_{ав}$ –коефіцієнт допустимого перевантаження трансформаторапо відношеннюдо її номінальної потужності в аварійному режиму,який дорівнює 1,4;

n – кількість трансформаторів.

Повна потужність тягової підстанції $S_{тп}$ залежить від кількості понижуючих трансформаторів та схеми електропостачання тягової підстанції, яка визначає її тип (опорна, проміжна-транзитна або на відпайці, тупикова). Вирази для визначення максимального повного навантаження тягової підстанції $S_{тп}$ та сумарного навантаження обмоток понижуючого трансформатора S_{max} наведені в таблиці 12.3.

Після вибору трансформаторів та розрахунку потужності підстанції можна розрахувати максимальні робочі струми на шинах та по приєднаннях РУ, які необхідні для вибору струмовідних частин та електричного обладнання підстанції.

Розрахунок максимальних робочих струмів наведено в таблиці 12.4.

Таблиця 12.3 – Розрахунок максимального повного навантаження тягової підстанції

Тип підстанції	Потужність тягової підстанції $S_{тп}$	Потужність обмоток головного понижуючого трансформатора		
		первинної (обмотки ВН) $S_{max110(220)}$	тягової (обмотки СН або НН) $S_{max.T}$	районної (обмотки СН або НН) $S_{max.Р.Н.}$
Тупикова 10кВ	$(S_т + S_{max10} + S_{ТВП}) \cdot K_р$	-	-	-
Тупикова 35 кВ	$(S_т + n_{тр} \cdot S_{н.тр.} + S_{ТВП}) \cdot K_р$	-	-	-
Транзитна 35 кВ	$[(S_т + n_{тр} \cdot S_{н.тр.} + S_{ТВП}) \cdot K_р + \sum S_{транз}] \cdot K'_р$	-	-	-
Опорна 110 (220)кВ	$(n_{гп} \cdot S_{н.тр.} + \sum S_{транз}) \cdot K'_р$	$(S_{maxT} + S_{max.РН.}) \cdot K_р$	$(S_т + S_{max10(ДПР)} + S_{ТВП} + S_{пг}) \cdot K_р$	$S_{max35(10)}$
Проміжна транзитна 110(220)кВ	$(n_{гп} \cdot S_{н.тр.} + \sum S_{транз}) \cdot K'_р$	$(S_{maxT} + S_{max.РН.}) \cdot K_р$	$(S_т + S_{max10(ДПР)} + S_{ТВП}) \cdot K_р$	$S_{max35(10)}$
Проміжна на відпайці та тупикова 110 кВ	$n_{гп} \cdot S_{н.тр.}$	$(S_{maxT} + S_{max.РН.}) \cdot К_р$	$(S_т + S_{max10(ДПР)} + S_{ТВП}) \cdot К_р$	$S_{max35(10)}$

Примітка:

$S_т$ – потужність, яка витрачається на тягу поїздів, кВА;

$S_{max.T}$ – потужність споживачів, які приєднані до шин тягового електропостачання, кВА;

$S_{max.Р.Н.}$, $S_{max35(10)}$, $S_{max10(ДПР)}$ – максимальні повні потужності всіх не тягових споживачів з урахуванням втрат в мережах на трансформаторах, кВА;

$S_{н.тр.}$ – номінальна потужність понижуючого трансформатора, кВА;

$S_{ТВП}$ – номінальна потужність ТВП, кВА;

$S_{пг}$ – номінальна потужність трансформатора підігріву, кВА;

$\sum S_{\text{транз}}$ - сума потужностей підстанцій, які живляться транзитом через шини підстанції, що проектується. Кількість таких підстанцій визначають за схемою електропостачання, а потужність їх трансформаторів дорівнює потужності трансформаторів на підстанції, що проектується;

$n_{\text{тр}}$ – кількість понижуючих трансформаторів для живлення районних споживачів;

$n_{\text{гп}}$ – кількість головних понижуючих трансформаторів;

$K_{\text{р}}$ – коефіцієнт неодночасності максимальних навантажень тягових та не тягових споживачів, який дорівнює 0,95-0,98, якщо нетягові споживачі складають 2-3% тягового навантаження, то $K_{\text{р}}$ можна не враховувати;

$K'_{\text{р}}$ – коефіцієнт неодночасності максимальних навантажень, підстанції щопроектується та сусідніх підстанцій; для одноколійних ділянок $K'_{\text{р}}$=0,6 ÷0,7, а для двоколійних $K'_{\text{р}}$=0,7 ÷ 0,8.

Таблиця 12.4 – Розрахунок максимальних робочих струмів

Найменування приєднань	Розрахункові вирази	Номер формули
Увід 110 (220) кВ, робоча та ремонтна перемичка, комірки обхідного та шиноз'єднуючого вимикачів, збірні шини 110 (220) кВ, А	$I_{\text{р max 1}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{р}} \cdot (\sum S_{\text{нтр}} + S_{\text{транз}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.19)
Обмотки ВН силових трансформаторів, А	$I_{\text{р max 2}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нтр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.20)
Увід та збірні шини 27,5 кВ, А	$I_{\text{р max 3}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нтр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.21)
Увід та збірні шини 10 кВ тягової підстанції постійного струму, А	$I_{\text{р max 4}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нтр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.22)
Увід та збірні шини 10 кВ тягової підстанції змінного струму, А	$I_{\text{р max 5}} = \frac{K_{\text{з}} \cdot S_{\text{max 10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.23)
Увід та збірні шини 35 кВ, А	$I_{\text{р max 6}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{max 35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.24)
Фідери 10 кВ районних і нетягових споживачів, А	$I_{\text{р max 7}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{max 10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot cos\varphi}$	(12.25)
Фідери 35 кВ районних і нетягових споживачів, А	$I_{\text{р max 8}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{max 35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot cos\varphi}$	(12.26)
Мережна обмотка тягових трансформаторів, А	$I_{\text{р max 9}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.27)
Первинна обмотка ТВП, А	$I_{\text{р max 10}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	(12.28)
Фідер ДПР, А	$I_{\text{р max 11}}=\frac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{ДПР}}}{\sqrt{3 \cdot U_{\text{н}}}}$	(12.29)

В таблиці 5.1 прийняті наступні позначення:

$\sum S_{\text{н тр}}$ – сума номінальних потужностей силових трансформаторів, кВА;

$S_{\text{транз}}$=40000 кВА – потужність транзиту;

$K_{\text{пр}}$=1,3 – коефіцієнт перспективи розвитку споживачів;

$K_р{}'$=0,7 – коефіцієнт рівномірності максимальних навантажень підстанцій, що проектується та сусідніх підстанцій;

$K_{пер}$=1,4 – коефіцієнт допустимого перевантаження масляних трансформаторів;

$K_з$=2...3 – коефіцієнт запасу;

$S_{н\ тр}$ – номінальна потужність силового трансформатора, кВА;

$S_{max\ 10}$ – максимальна потужність районного навантаження напругою 10 кВ, кВА;

$S_{max\ 35}$ – максимальна потужність районного навантаження напругою 35 кВ, кВА;

$P_{max\ 10}$ – максимальна активна потужність районного або нетягового споживача напругою 10 кВ, кВт;

$P_{max\ 35}$ – максимальна активна потужність районного або нетягового споживача напругою 10 кВ, кВт;

$U_н$ – номінальна напруга приєднання, кВ;

$S_{н\ т}$ – номінальна потужність тягового трансформатора, кВА;

$S_{ДПР}$– потужність нетягових споживачів, які живляться від ДПР, кВА;

$S_{ТВП}$ – номінальна потужність одного трансформатору власних потреб, кВА.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Які існують схеми живлення тягових підстанцій постійного струму?
2. Які типи тягових підстанцій існують на залізницях України?
3. Охарактеризувати схеми РУ тягових підстанцій постійного струму?
4. Охарактеризувати РУ змінного та постійного струму?
5. Яке призначення перетворюючих агрегатів?
6. З чого складаються перетворюючі агрегати?
7. В чому полягають відмінності тягових трансформаторів від силових?
9. Яке призначення має згладжувальний пристрій?
10. Яке призначення має розрядний пристрій?
11. Охарактеризувати схеми живлення та типи тягових підстанцій змінного струму.
12. У чому полягає паралельна робота трансформаторів тягових підстанцій змінного струму?
13. Охарактеризувати схеми та конструктивне виконання тягових підстанцій змінного струму.
14. Охарактеризувати схеми живлення та типи тягових підстанцій постійного струму.
15. Охарактеризувати розподільну установку напругою 3,3 кВ модульного виконання.
16. Охарактеризувати розподільну установку напругою 27,5 кВ модульного виконання.
17. Що спільного мають комірки розподільної установки напругою 35 кВ та розподільної установки напругою 27,5 кВ закритого виконання.
18. Які конструктивні особливості має розподільна установка напругою 110(220) кВ тягових підстанцій, що проектуються та будуються.
19. Охарактеризувати конструктивне виконання розподільної установки напругою 3,3 кВ.
20. Охарактеризувати конструктивне виконання розподільної установки напругою 27,5 кВ закритого виконання.

РОЗДІЛ 13 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ МІСЬКОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

13.1 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ МЕТРОПОЛІТЕНІВ

13.1.1 Споживачі електроенергії

До електропостачання поїздів, машин і механізмів метрополітенів, особливо відносно його надійності та безперебійності, пред'являються високі вимоги. Вони обумовлюються не тільки специфічними умовами роботи метрополітенів як електричних підземних залізниць, але й взаємозв'язком дії всіх пристроїв, призначених для організації руху поїздів та обслуговування пасажирів. Комплекс тягового електропостачання доповнюється пристроями електроживлення нетягових споживачів різного призначення.

Ріст інтенсивності руху поїздів на метрополітенах, що відбувається в міру розвитку великих міст, визначає навантажувальний режим системи тяги й відповідно позначається на умовах споживання електроенергії.

Кожен вид споживачів впливає на загальний енергетичний баланс лінії метрополітену та обумовлює певні вимоги до рішення схем електропостачання, електричному захисту, до резервування живлення, автоматизації процесів і відбудуванню від впливу змушених режимів. Основними споживачами електроенергії на метрополітенах є:

- електропоїзда;
- ескалатори для спуска і підйому пасажирів на станціях;
- освітлювальні пристрої на станціях, у тунелях і на наземних коліях;
- вентиляційні установки та пристрої для кондиціонування повітря;
- насосні установки для видалення (відкачки) технологічних і ґрунтових вод з тунелів і станцій;
- пристрої сигналізації, централізації та блокування для організації руху поїздів;
- прилади для електропідігрівання повітря і води в службових приміщеннях;
- електрифіковані ремонтні та збиральні машини;
- електротехнічні пристрої різного призначення в депо, на ремонтних заводах та у галузевих майстернях;
- пристрої власних потреб на підстанціях.

Слід зазначити, що споживання електроенергії протягом доби по метрополітені нерівномірно; є два періоди найбільшого сумарного навантаження, що збігаються з годинами самого інтенсивного руху поїздів (ранкові та вечірні години «пік»). На цей же час доводиться найбільше навантаження від електропривода ескалаторів. Режим інших споживачів протягом доби також змінюється, однак, без безпосереднього збігу найбільших навантажень із циклічністю графіка руху.

13.1.2 Режими та характеристики нетягових споживачів

Електропривод ескалаторів являє собою електромеханічний комплекс, що через, передавальний механізм забезпечує дію робочої частини машини, що безпосередньо здійснює перевезення пасажирів. Крім головного електродвигуна, у схемі електропривода є допоміжний електродвигун, що використовується для здійснення руху виконавчого механізму з малою швидкістю під час виробництва ремонтно-налагоджувальних робіт. Споживачами електроенергії є також гальмові пристрої, апарати схеми керування, сигналізації й електричного захисту.

Потужність головного електродвигуна та система привода визначаються висотою ескалатора і залежать від швидкості руху полотна й динамічних пуско - гальмових

характеристик. Груповий електропривод для ескалаторів не застосовується. Живлення ескалаторів від знижувальних підстанцій здійснюється при номінальній напрузі в мережі 380 В. На цю напругу розраховані електродвигуни й комутаційно-захисні апарати в схемі. Для станцій глибокого закладання в якості головних застосовуються асинхронні електродвигуни з фазним ротором потужністю від 70 до 200 кВт. Для станцій мілкого закладання й переходів з висотою підйому до 20 м використаються асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором потужністю від 14 до 55 кВт.

Під час роботи ескалаторів потужність, споживана електродвигунами, змінюється залежно від напрямку руху (на підйом або на спуск) і від заповнення пасажирами ходового полотна. За експлуатаційними даними потужність, що потрібна для переміщення одного пасажира нагору на висоту 1 м, становить приблизно 250 - 350 Вт, а витрата електроенергії - 0,1 - 0,15 Вт·год.

Для допоміжного (малого) привода використовують короткозамкнуті асинхронні двигуни, потужність яких коливається від 1,1 до 6,2 кВт. Невелика потужність електродвигунів дозволяє здійснювати пуск ескалаторів на малій швидкості без застосування додаткових резисторів.

Нерівномірне завантаження двигунів, особливо в години, коли пасажиропотоки невеликі, впливає на енергетичні показники електропривода ескалаторів. Неповне використання потужності двигунів знижує їхній коефіцієнт потужності (cosφ). Заходом є використання статичних конденсаторів, що компенсують. Перспективним представляється застосування синхронних або синхронізованих асинхронних двигунів.

Споживання електроенергії ескалаторами становить 3,5 - 4% загальної її витрати на метрополітені.

Вентиляційні установки використовують для підтримки встановлених параметрів повітряного середовища на станціях, у тунелях та у підземних виробничих приміщеннях метрополітену. З декількох способів вентиляції тунелів і станцій найбільш характерною для метрополітену є система зі штучним спонуканням і повздовжнім розподілом надходженням повітря. На перегонах та станціях виконані шахти з вентиляційними установками, які подають свіже і витягають відпрацьоване повітря. Застосовують осьові двоступінчасті вентилятори зі спрямляючими та напрямними апаратами.

Для електропривода використовують асинхронні короткозамкнені двигуни. Залежно від профілю траси, довжини вентильованої зони і необхідних аеродинамічних характеристик установки потужність електродвигунів становить 28, 40, 55 та 75 кВт. Як правило, для того щоб збільшити статичний напір, виготовляють здвоєні вентилятори. Пусковий режим електродвигунів розрахований так, що при включенні найбільш потужної установки сумарне спадання напруги не перевищувало 15%. Звичайно вентилятори виконують реверсивними: у холодну пору року подача повітря відбувається на перегін, а витяжка його - через станцію. У теплу пору року свіже повітря надходить на станцію й витягається назовні через шахту на перегоні. Подача вентиляторів останніх моделей у режимі реверсування досягає 80% прямого ходу.

Для місцевої вентиляції різного призначення - технологічного та гігієнічного - призначені вентилятори з електродвигунами невеликої потужності 3 - 10 кВт. Таку ж потужність мають електрифіковані теплові завіси на входах тих станцій, де немає можливості підключитися до теплофікаційної мережі міста.

Насосні установки, які використаються для перекачування в міські водостічні магістралі технологічної та ґрунтової води, що збирається в тунелях і на станціях, автоматизовані. Вони включаються в роботу при заповненні прийомних резервуарів (зумпфів). У зазначені резервуари вода надходить самопливом по лотках або трубам.

Звичайно на водовідливних станціях основних перекачувань установлено два або три робочих насоси, обладнаних електроприводом. Потужність асинхронних короткозамкнених електродвигунів залежить від гідродинамічних умов перекачування

води. Для насосів, установлюваних у тунелях глибокого закладання, вона становить 55 - 75 кВт, а в тунелях мілкого закладання – 10 – 13 кВт. Насоси місцевих і транзитних перекачувань, що передають воду в основні, мають електродвигуни потужністю 4 -7,5 кВт. Режим роботи електропривода насосів повторно-короткочасний і має більші розходження залежно від дебіту ґрунтової води на тих або інших перегонах, від обсягу й часу промивання тунелів та інших робіт, пов'язаних з її надходженням у дренажні комунікації.

Порівняно невеликим і нерегулярним споживачем електроенергії є установки фекальної каналізації санітарних вузлів, потужність електропристроїв яких становить 13 – 22 кВт. До подібних споживачів відносяться дрібні санітарно-технічні пристрої на станціях та у виробничих приміщеннях: душові, сушильні шафи, апарати медичних пунктів, невеликі нагрівальні й вентиляційні прилади. Частка санітарно-технічних пристроїв у загальному споживанні електроенергії на метрополітені становить 9 - 10%.

Освітлювальні пристрої на станціях, у тунелях і на наземних коліях повинні відповідати вимогам високої надійності технічних засобів по обслуговуванню пасажирів і забезпеченню встановленого виробничого циклу метрополітенів. Ці вимоги враховують підземне розміщення переважної більшості станцій, тунелів, переходів, а також виконання наземних прийомо- розподільних приміщень для пасажирів з використанням штучного освітлення.

На всьому шляху проходження пасажирів завжди створюється достатня освітленість незалежно від режиму роботи джерел електроенергії. Крім забезпечення безпеки переміщення пасажирів, освітлювальні пристрої відповідають технологічним умовам дії всіх технічних пристроїв і механізмів, створюючи нормальну видимість для руху поїздів і роботи обслуговуючого персоналу. Вони також повинні задовольняти вимогам технічної естетики для станцій і вестибюлів і відповідати архітектурі споруджень.

Живлення мережі освітлення станції та примикаючих до неї ділянок тунелів здійснюється від двох трансформаторів цільового призначення, розташованих на підстанції. Секціонування мережі дає можливість резервування, що відбувається або автоматично, або при перемиканні комутаційних апаратів обслуговуючим персоналом. У розподільних пунктах освітлення всі групові лінії можуть бути переведені на одну секцію**,** а на підстанціях обидві секції підключені, якщо буде потреба, на один трансформатор. Частина світильників при раптовому припиненні живлення змінним струмом автоматично перемикається на незалежне джерело енергії, яким є акумуляторна батарея.

На більшості станцій як основне джерело електричного освітлення служать люмінесцентні лампи. Потужність цих ламп становить 15 - 80 Вт, а ламп розжарювання - від 20 до 1000 Вт. Освітлення тунелю підрозділяється на робоче да додаткове. Робоче освітлення тунелю при повнім зникненні змінного струму автоматично перемикається на живлення від акумуляторної батареї. На окремих лініях рух поїздів відбувається при погашеному освітленні в тунелі

До мережі освітлення підключають невеликі збиральні машини та механізми, однак у зв'язку з низьким коефіцієнтом одночасності їхній вплив на загальне енергоспоживання в освітлювальній мережі незначний. У холодну пору року навантаження мережі освітлення збільшується на 15 - 20% через роботу електроопалювальних приладів і теплових завіс у вхідних дверей вестибюлів. У тунельних умовах напруга для освітлення обрана на лампі 127 В, як за техніко-економічними критеріями, так і з урахуванням підвищеної небезпеки для персоналу. На відкритих ділянках ліній, де немає умов підвищеної небезпеки, напруга на світильниках прийнята рівною 220 В. Для ліній механізації ремонтних робіт, розподільні пункти яких закриваються й доступні для підключення пересувних споживачів тільки

електротехнічному персоналу, прийнята напруга 380 та 220 В.

Протягом доби навантаження від освітлювальних та електроопалювальних пристроїв перетерплює зміни, але без безпосереднього збігу зі зміною графіка руху поїздів. Окремі освітлювальні пристрої продовжують використати електроенергію й у нічний час по закінченні руху пасажирських поїздів. Іноді додатково підключають світильники місцевого освітлення для збільшення освітленості в місцях проведення ремонтних робіт.

Частка освітлювального навантаження в загальному енергобалансі метрополітену становить 8-9%. Її порівняно стабільний характер не викликає ускладнень у визначенні потужності трансформаторів і пропускної здатності мережних пристроїв.

Пристрої сигналізації, централізації й блокування являють собою основну ланку системи керування рухом поїздів і забезпечення його безпеки. На метрополітенах України найпоширенішою є автоматичне релейне блокування з механічними автостопами. Споживання енергії пристроями СЦБ незначне й становить від загальної її витрати 0,4 - 0,5%. У рейкових колах підключених до мережі змінного струму є колійні трансформатори, колійні реле, дроселі, обмежники струму. Сумарна потужність цих пристроїв кожної блок-дільниці стосовно до ізольованого рейкового кола при його довжині 200 - 1200 м становить 100 - 300 Вт. Живлення пристроїв СЦБ здійснюється від двох джерел енергії, зв'язаних системою АВР.

Ремонтні та збиральні машини використовують для робіт на станціях і перегонах. Більшість пересувних установок має електропривод або пристрої для виконання електричного зварювання. Їх підключають до розподільних пунктів магістралей механізації робіт, розташованим на станціях, на перегонах та у приміщеннях, де зосереджені силові установки. Живлення ліній механізації здійснюється напругою 380 В. Кожен розподільний пункт розрахований на підключення пересувної установки потужністю 40 кВт. Передбачено можливість живлення ручного електроінструмента різного призначення потужністю до 5 кВт на напругу 220 В, підключеного через розподільний пункт до лінії додаткового освітлення тунелю. Потужні збиральні машини, наприклад вагони-пилососи для механічного очищення верхньої будови колії та елементів тунелів, мають автономні джерела живлення й іноді приєднуються до тягової мережі. Вони виходять на трасу, коли закінчується рух пасажирських поїздів. Невеликі, але численні збиральні машини: підмітальні, підлогомийні, пилососні - постачені електродвигунами невеликої потужності та підключаються до ліній механізації на станціях, приєднаних до освітлювальної мережі напругою 220 В. Ці машини включаються в роботу в різний час доби.

Взимку на відкритих ділянках траси та на паркових коліях депо здійснюють електрообігрівання стрілочних переводів. Нагрівальні елементи потужністю 9 кВт на одну стрілку закріплюють на підошві рамної рейки. Керування електрообігріванням дистанційне з одночасним автоматичним контролем стану ізоляції кіл. Пристрої для автоматизації оплати проїзду та контролю пропуску пасажирів є малопотужними споживачами електроенергії, і кожне з них має потужність не більш декількох десятків Ват. У депо, на заводах та у галузевих майстернях метрополітенів установлене електроустаткування, що застосовується в промисловості і на транспорті. Це устаткування не відрізняється як по призначенню, так і по режимних умовах. Енергоспоживання зазначеної групи підприємств метрополітену становить 3 - 4% загальної витрати електроенергії.

13.1.3 Вимоги до електропостачання метрополітенів

Електропостачання споживачів метрополітену здійснюється від енергосистеми міста трифазним змінним струмом частотою 50 Гц, напругою 6 або 10 кВ. Робота

метрополітену як електричного транспортного комплексу багато в чому залежить від чіткої дії пристроїв електропостачання. Основними вимогами, пропонованими до системи електропостачання метрополітену є - надійність, безперебійність й економічна доцільність.

Електроприймачі метрополітену відповідно до Правил [16] ставляться до 1-ї категорії навантажень, і їхнє електропостачання повинне бути здійснене від двох незалежних джерел живлення. З метою підвищення надійності електроживлення підстанції метрополітену підключають безпосередньо до джерел, що генерують, і основним (районним) підстанціям енергосистеми - лініями 6 або 10 кВ без заходу до інших міських споживачів. Незалежними джерелами енергосистеми є дві роздільно діючі секції, що живляться від окремих джерел, шин розподільної установки (РУ) напругою 6 або 10 кВ однієї й тієї ж електростанції або районної підстанції.

Підстанції метрополітену, від яких здійснюється живлення силових та освітлювальних навантажень підземних ліній, у нормальному режимі повинні одержувати живлення від двох джерел електроенергії на дві роздільні секції шин РУ 6-10 кВ. Вимога ця необхідна для запобігання навіть короткочасної перерви електропостачання таких відповідальних навантажень, як освітлення станцій, вестибюлів і переходів, а також ескалаторів, де зосереджується великий потік пасажирів. Підстанції, від яких виконується живлення тягових навантажень, можуть одержувати його від одного джерела електроенергії на дві об'єднані секції шин РУ 6-10 кВ при відключеному, але постійно готовому до включення резервному джерелі.

На метрополітенах керування всіма вимикачами ліній виконують електродиспетчери за допомогою пристроїв телемеханіки, тому за умовами експлуатації автоматичного включення резерву (АВР) на вводах підстанції, як правило, не передбачається. Пояснюється це наступними міркуваннями. Всі відповідальні споживачі метрополітену надійно забезпечені безперебійним електропостачанням від двох джерел електроенергії. Тому відключення одного джерела не перериває живлення цих споживачів.

Короткочасна перерва електропостачання тягових пристроїв від однієї підстанції, хоча й небажана, до перебою руху поїздів не приводить, тому що живлення тягової мережі буде тривати від інших паралельно працюючих підстанцій.

Відмітимо також, що незалежно від наявності АВР при знятті та відновленні напруги потрібне почергове включення випрямних установок, і тому всі операції покладають на електродиспетчера.

Однією з умов нормальної роботи споживачів метрополітену є стабільний рівень напруги в електропостачальній мережі. Нормами допускаються відхилення напруги в системі 6 - 10 кВ у межах ±5%, які й враховуються в розрахунках. Якщо різниця напруг на тягових підстанціях буде перевищувати нормативні значення, то навантаження підстанцій можуть відрізнятися від розрахункових. Це може привести до перевантаження окремих підстанцій і навіть виходу їх з ладу. Підвищення напруги в мережі, крім зазначених наслідків, негативно впливає на пристрої освітлення. У підземних спорудженнях у безперервній роботі перебуває велика кількість світильників. Підвищення напруги на них приводить до зниження строку служби ламп. В експлуатації через можливі тривалі відхилення напруги мережі 6 - 10 кВ у різних районах енергосистеми здійснюють відповідні перемикання на анцапфах трансформаторів. З позицій надійності електропостачання розглядаються як нормальні, так і змушені режими, оцінюється пропускна здатність та потужність основних елементів системи. Цим пояснюється застосування паралельних живильних ліній, секціонування шин 6 - 10 кВ, установка резервних пристроїв, а також запаси по потужності в установках, розташованих на підземних підстанціях. Прагнуть до того, щоб при виникненні

змушеного режиму в системі відбувалося найменше число перемикань, що повинне сприяти безперебійному електроживленню споживачів.

Відомо, що найбільш раціональним у системі електропостачання є розміщення джерел енергії в безпосередній близькості від споживачів. Виходячи із цього, знижувальні підстанції метрополітену, від яких живляться нетягові споживачі, розміщають у безпосередній близькості від пасажирських станцій, де зосереджені найбільші навантаження.

Питання про розміщення тягових підстанцій та їхній кількості на трасі вирішують на основі техніко-економічних розрахунків. При цьому розглядають кілька можливих варіантів розташування підстанцій і визначають економічні показники: капітальні витрати й експлуатаційні витрати. Порівняння результатів економічних розрахунків з технічними показниками дозволяє вибрати систему живлення тягової мережі або централізовану (зосереджувальну) або децентралізовану (розподілену). При централізованій системі застосовують наземні тягові підстанції та наземні або підземні знижувальні підстанції. Живильні лінії (вводи) напругою 6 - 10 кВ від джерела енергосистеми підводять до наземної тягової підстанції, від якої електроенергія надходить на знижувальні підстанції. Таким чином, тягові підстанції є опорними розподільними пунктами електропостачання метрополітену.

Для децентралізованої системи характерні сполучені тягово - знижувальні підстанції, які найчастіше розташовують під землею, поблизу від пасажирських станцій, тим самим наближаючи джерела живлення до споживачів електроенергії. У порівнянні із централізованою децентралізована система має такі переваги: скорочення втрат енергії в тяговій мережі та втрат напруги до струмоприймача поїзда, зменшення блукаючих струмів і різниці потенціалів «рейка-земля», підвищення надійності захисту контактної мережі від струмів короткого замикання.

Систему електропостачання тягової мережі вирішують у кожному окремому випадку з урахуванням конкретних умов спорудження метрополітену. Техніко-економічними розрахунками для мереж напругою 825 В визначена оптимальна відстань між наземними тяговими підстанціями при централізованій системі живлення 3,0-3,5 км. З економічної точки зору найчастіше виявляється раціональним застосування централізованої системи для ліній глибокого закладання та наземних ділянок, а децентралізованої - для ліній мілкого закладання. Однак при спільній оцінці як по технічним, так і за економічними показниками децентралізована система в більшості випадків виявляється більше доцільною.

Для підвищення надійності електропостачання велике значення має система резервування і якість електроустаткування. Очевидно, чим вище якість устаткування, тим вище надійність при одній і тій же ступені резервування. Будівельними нормами та правилами для метрополітенів передбачаються певні показники резервування для тягових і знижувальних підстанцій. За умовами протипожежної безпеки на підземних підстанціях варто встановлювати устаткування без масляного заповнення - сухі трансформатори й електромагнітні вимикачі 6-10 кВ. Комплектні розподільні установки (КРУ) 6 -10 кВ замість збірних конструкцій, що раніше застосовувалися, підвищили надійність і безпеку експлуатації електроустановок.

Тягові підстанції обладнані пристроями автотелекерування, а знижувальні підстанції автоматизовані й мають телесигналізацію (загальнопідстанційний сигнал) про можливі зміни в схемах.

13.1.3 Принципові схеми електропостачання

Первинне електроживлення. Підстанції метрополітену розділяють залежно від призначення на тягові, знижувальні та тягово - знижувальні (суміщені), а по місцю

їхнього розташування - на наземні та підземні.

На **тягових підстанціях** здійснюється перетворення трифазного змінного струму напругою 6 - 10 кВ, одержуваного від енергосистеми міста, у постійний струм номінальною напругою 825 В для тягової мережі.

Знижувальні підстанції класифікують по їхньому місцю розташування на трасі - основні (у станцій), вестибюльні (біля машинних залів ескалаторів), тунельні (на перегоні) і деповські (при депо). На знижувальних підстанціях трифазний змінний струм напругою 6 - 10 кВ, одержуваний від тягових підстанцій, трансформується в трифазний змінний струм напругою 400 та 230/133 В для живлення силових та освітлювальних навантажень і пристроїв СЦБ. Підстанції, на яких суміщаються електротехнічні пристрої для електропостачання тягової та силової мереж, СЦБ і освітлювальних навантажень, називаються **тягово - знижувальними підстанціями.**

Є два варіанти схем електропостачання знижувальних підстанцій (П1, П2) при централізованій системі. Схема з радіальними живильними лініями (рис. 13.1, а). Однак вона вимагає великої кількості кабелів й комірок розподільчих пристроїв, у зв'язку із чим була прийнята інша схема (рис. 13.1, б), що економічно більше доцільна й має достатню надійність при об'єднанні в групи двох-трьох знижувальних підстанцій. Кожна з них має дві самостійні секції шин 6—10 кВ, які в нормальному режимі працюють роздільно, одержуючи живлення від різних джерел енергосистеми через шини двох тягових підстанцій Т1, Т2. Пошкодження будь-якої живильної лінії не приводить до перерви електропостачання. При необхідності обидві секції шин можуть бути об'єднані секційним вимикачем.

До кожної секції шин 6 - 10 кВ підключені по одному трансформатору силового та освітлювального навантажень, а також трансформатор навантажень СЦБ. При виході з ладу одного трансформатора або однієї секції шин 6 - 10 кВ трансформатори, що залишилися в роботі, забезпечують живлення всіх відповідальних навантажень даного виду.

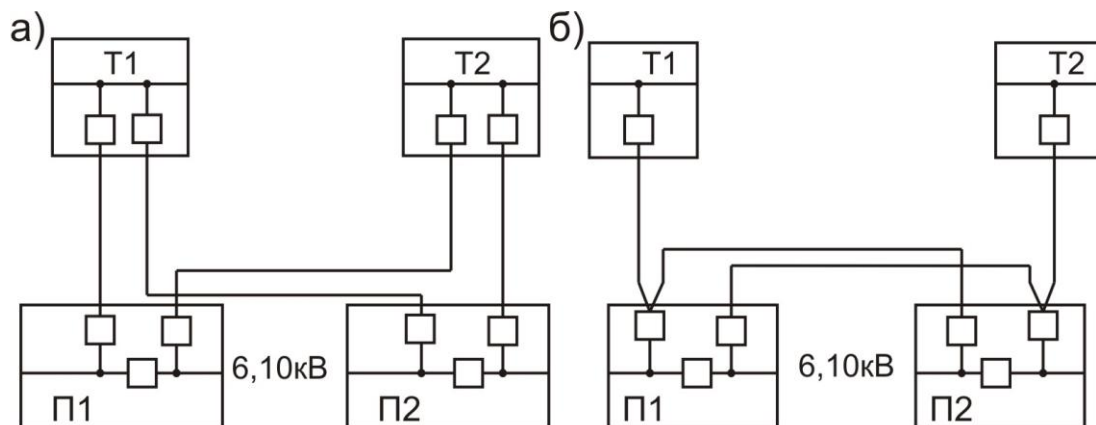


Рис. 13.1 Схема з радіальними живильними лініями

Розподільна установка 6 - 10 кВ суміщеної тягово-знижувальної підстанції (СТП) виконується із двох секцій, що працюють незалежно та одержують живлення від різних джерел енергосистеми. При цьому всі перетворювальні агрегати підключають до однієї (першої) секції шин РУ 6-10 кВ, живлення якої здійснюється за принципом тягових підстанцій. Необхідність підключення перетворювальних агрегатів до однієї секції й, отже, до одного джерела енергосистеми обумовлюється тим, що напруга, яка підводиться до двох секцій РУ 6 - 10 кВ від різних джерел, як правило, має деяке розходження. Якщо перетворювальні агрегати підключити до різних секцій, що мають різну напругу, то навантаження агрегатів буде неоднаковим: одні з агрегатів будуть перевантажені, а інші недовантажені.

Таким чином, перші секції шин 6 - 10 кВ одержують живлення безпосередньо від джерел енергосистеми А та Б, а другі секції пов'язані із другим джерелом через суміжні підстанції СТП1 і СТП2 (рис. 13.2). У випадку виходу з ладу кабельної перемички, підключеної до другої секції із трансформаторами силового й освітлювального навантажень, включається секційний вимикач, і напруга відновлюється від основного джерела. При пошкодженні однієї з паралельних ліній електропостачання не порушується завдяки наявності спрямованого максимального струмового захисту.

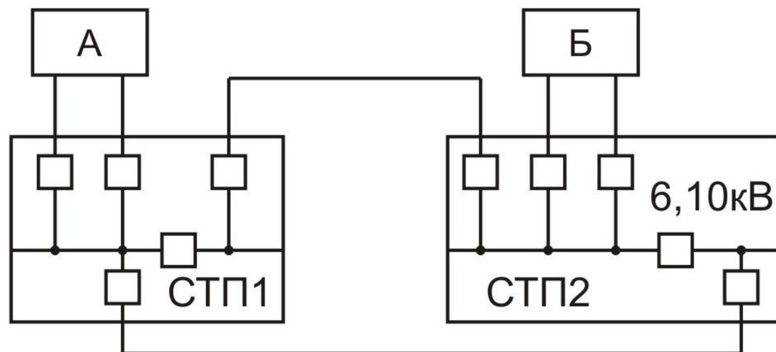


Рис. 13.2 Принципова схема електропостачання сполученої тягово - знижувальної підстанції

Друга лінія, що залишилася в роботі, забезпечує живлення всіх споживачів із припустимим по нормах перевантаженням кабелів. При виході з ладу одного джерела електроенергії або обох живильних ліній однієї підстанції електропостачання забезпечується від другого джерела через кабельні перемички. В останньому випадку секційні вимикачі на обох підстанціях повинні бути включені. Пропускна здатність двох паралельних ліній другої підстанції забезпечує живлення обох підстанцій при розрахунковому графіку руху поїздів. В окремих випадках залежно від кількості джерел енергосистеми, від взаємного розташування їх і підстанцій метрополітену, а також від споживаної потужності схема електропостачання може бути виконана за принципом об'єднання в групи з трьох підстанцій (рис. 13.3). Кожна із двох крайніх підстанцій безпосередньо пов'язана із джерелом енергосистеми двома паралельними вводами, а середня підстанція живиться по перемичках.

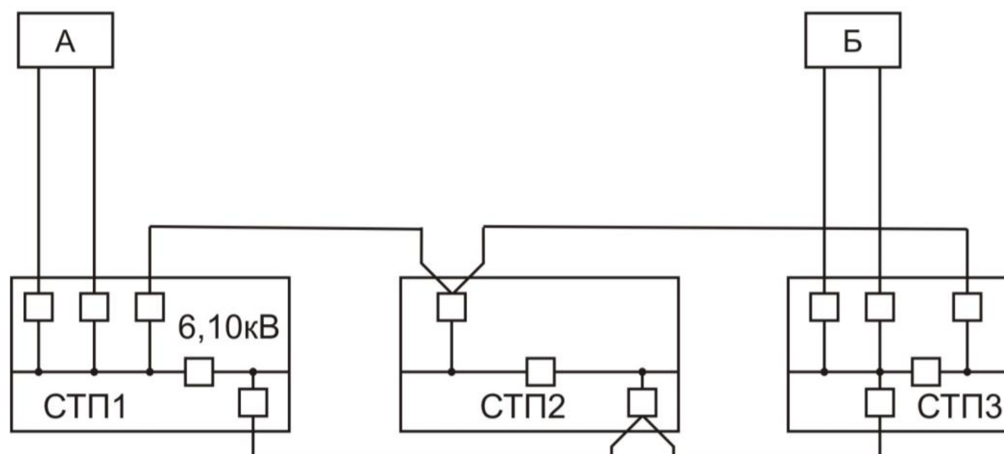


Рис. 13.3 Принципова схема електропостачання трьох сполучених тягово – знижувальних підстанцій

При цьому від першої секції СТП1 живлення підводиться до першої секції СТП2 і далі перемичка транзитом проходить до другої секції СТП3, чим забезпечує підключення СТП3 до другого джерела А. Від першої секції СТП3 здійснюється живлення других секцій СТП2 і СТП1, забезпечуючи резервування цих підстанцій від іншого джерела Б.

Живильні лінії від джерел енергосистеми розраховують так, щоб при виході з ладу однієї лінії було забезпечене електропостачання по іншій. При перерві живлення від одного із джерел енергосистеми електропостачання виконується другим джерелом по двох вводах, що залишилися в роботі, і перемичкам, кабелі яких мають у цьому випадку припустиму по нормах перевантаження. Секційні вимикачі всіх трьох підстанцій при цьому повинні бути включені. У загальному випадку схему електропостачання виконують із урахуванням техніко-економічних розрахунків варіантів і погоджують із енергопостачальною організацією.

Схеми первинних з'єднань. Основними елементами тягових підстанцій є: розподільні установки (РУ) 6 - 10 кВ; РУ постійного струму 825 В; перетворювальні агрегати; акумуляторні батареї; розподільні установки власних потреб (ВП).

Схеми підстанцій багато в чому залежать від характеристик електроустаткування та особливо - перетворювальних установок.

КРУ 6 - 10 кВ є захищеним пристроєм, має високу надійність і безпеку. Кожен комутаційний апарат розміщається в окремому ізольованому відсіку, на викочувальній конструкції, що поліпшує умови виконання ремонтно-ревізійних робіт. Розміщення апаратур захисту, сигналізації та керування в спеціальному відсіку КРУ і на фасаді комірки дозволило відмовитися від пультів керування та магнітних станцій.

Випрямлена напруга від перетворювальних агрегатів підходить до шин РУ 825 В, до яких підключаються живильні лінії контактної мережі через швидкодіючі вимикачі. Тому на тягових підстанціях для резервування вимикачів 825 В передбачається подвійна система шин (робоча та запасна) з установкою загального запасного вимикача.

Живильна лінія підключена до контактної рейки через роз'єднувач із електроприводом. На пості перемикання біля секційного поздовжнього розриву контактної рейки встановлюється поперечний роз'єднувач із електроприводом.

Більшу надійність має РУ 825 В с одинарною системою шин і з резервною живильною лінією. Резервна живильна лінія передбачається на підстанції в тому випадку, коли при однобічному живленні (вихід з ладу паралельної лінії) не забезпечується захист контактної мережі від струмів КЗ, найменша напруга на струмоприймачі та необхідна різниця потенціалів між ходовими рейками і землею.

Резервна лінія через роз'єднувачі з електроприводом може бути підключена замість кожної основної живильної лінії підстанції. При цьому схема додаткового захисту та зв'язку (блокування) переводиться на вимикач резервної лінії. Схемою блокування передбачається включення тільки лише одного з роз'єднувачів резервної лінії, чим забезпечується вимога техніки безпеки.

Агрегат виконаний по шестипульсовій секційно-мостовій схемі випрямлення. Вибір такої схеми замість розповсюдженої раніше нульової схеми визначався в першу чергу кращими її техніко-економічними показниками. Одним з основних доводів з'явилося те, що типова потужність трансформатора при мостовій схемі приблизно на 25% нижче, ніж при схемі «дві зворотні зірки зі зрівнювальним реактором».

Схеми тягово - знижувальних підстанцій повинні задовольняти вимогам, які пред'являються як до тягових, так і до знижувальних підстанцій.

Як уже раніше відзначалося, за умовами живлення нетягових навантажень метрополітену на шинах РУ - 10 кВ підстанції повинна бути напруга одночасно від двох незалежних джерел електроенергії. Виходячи із цих основних положень РУ - 10 кВ виконують із одинарною системою шин, що складається із двох секцій, які з'єднують секційним вимикачем, що у нормальному режимі роботи відключений (рис. 13.4).

Підстанція одержує основне живлення від одного джерела електроенергії по двох паралельно працюючих лініях, обладнаним максимальним спрямованим захистом. Обидві лінії підключені через вакуумні вимикачі до першої секції шин РУ - 10 кВ. До цієї ж секції підключені два кремнієвих випрямних агрегати серії В – ТПЕД із трансформаторами ТСЗП-1600/10. Друга секція шин РУ - 10 кВ одержує живлення по кабельній перемичці від суміжної підстанції, електропостачання якої здійснюється від іншого джерела енергосистеми. У розподільній установці 10 кВ застосовуються комірки К – 610Т з вакуумними вимикачами серії ВВР - 10.

До першої секції підключені три понижуючі трансформатори, призначених для живлення силових (ТС), освітлювальних (ТО) навантажень і пристроїв СЦБ (АТДП) (рис. 13.4) .

До другої секції шин РУ - 10 кВ підключені понижуючі трансформатори для силового і освітлювального навантажень та трансформатор СЦБ (АТДП). До кожної секції шин приєднані по одному трансформатору напруги типу 3 × ЗНОЛП – 10 для живлення лічильників електроенергії, вольтметрів і спрямованого захисту вводів. Схема розподільної установки постійного струму 825 В принципово не відрізняється від схеми тягових підстанцій. Від шин РУ 825 В відходять чотири основні живильні лінії.

Слід зазначити, що на підземних СТП п'ята резервна лінія при малих відстанях між підстанціями та при невеликій інтенсивності руху поїздів у більшості випадків може не передбачатися. Резервна живильна лінія 825 В доцільна тільки, коли в режимі однобічного (консольного) живлення зони контактної мережі не можуть бути забезпечені захистом від струмів КЗ наприкінці ділянки. Кабелі основних ліній у цьому випадку вибирають по розрахунковому навантаженню двостороннього живлення контактної рейки, а кабелі резервної лінії - по розрахунковому навантаженню найбільш навантаженої замінної лінії.

Лінії власних потреб змінного струму підстанції підключаються до шин щитів 380 та 220/127В, від яких здійснюється електропостачання нетягових споживачів траси. Схема власних потреб постійного струму 115 В відрізняється від аналогічних схем наземних тягових і підземної знижувальної підстанцій тільки в частині зарядно-підзарядних пристроїв акумуляторної батареї. Для підзаряду основної частини акумуляторної батареї (елементи з № 1 до № 54) і заряду повної батареї, як і на наземній тяговій підстанції, передбачається два взаєморезервовані випрямлячі ЗПУ. Сумарне навантаження шин 115В с обліком живлення кіл керування й сигналізації становить від 18 до 30 А. Крім випрямлячів ЗПУ, установлюється один випрямляч ВСА-5 на неробочу частину акумуляторної батареї (з № 54 до №74)для компенсації її саморозряду.

Схема тягово - знижувальної підстанції вдосконалювалася з появою сухих тягових трансформаторів із кремнійорганічною ізоляцією. Габаритні розміри сухого трансформатора обмежуються умовами перевезення його по тунелях метрополітену. Промисловість освоїла серійний випуск сухих, тягових трансформаторів ТСЗП-1600/10.

Установка масляних трансформаторів вимагає виконання маслогасильних ям з металевими піддонами, спеціальних протипожежних пристроїв, додаткових приміщень і механізмів для виконання ремонтних робіт з підйомом виймальної частини. Застосування сухих трансформаторів із кремнійорганічною ізоляцією дає можливість виключити зазначені пристрої. Сухі трансформатори, незважаючи на збільшену їхню вартість, у порівнянні з масляними при рівних технічних характеристиках мають наступні переваги:

- безпека відносно пожежі й, отже, більша надійність;
- більш просту конструкцію підстанції (виключаються окремі камери, маслозбірні ями, піднімальні пристрої й ін.);
- зменшення вартості будівельних конструкцій підземних підстанцій орієнтовно на 6-8%;

- більш прості сантехнічні пристрої (виключаються протипожежні пристрої, герметичні клапани тощо);

- зменшення експлуатаційних витрат, виключення трудомістких робіт, пов'язаних із транспортуванням, експлуатацією й регенерацією масла.

13.1.4 Конструктивне виконання підземних тягово - знижувальних підстанцій

Конструктивне виконання підземних тягово - знижувальних підстанцій залежить від їхнього місця розташування; як правило, вони розміщаються в безпосередній близькості від пасажирських станцій між колійними тунелями. Підстанції мілкого закладання споруджують відкритим способом; вони мають прямокутний поперечний переріз. Підстанції глибокого закладання в більшості випадків мають круглий переріз, їх виконують у чавунному обробленні рідше в бетоні.

Устаткування на підстанції розміщують із урахуванням технологічних особливостей його роботи. Наприклад, доцільно згрупувати в один конструктивний блок трансформатори та випрямлячі, де утворюються найбільші тепловиділення й, отже, потрібна інтенсивна вентиляція. Масляні трансформатори встановлюють в окремих камерах і передбачають протипожежний захист. У розподільних установках 6 - 10 кВ та 825 В зосереджена основна апаратура сигналізації та керування пристроями. Тому для кращої організації роботи експлуатаційного персоналу розподільчі пристрої розташовують в одному приміщенні. Ця вимога не поширюється на розподільні установки 380, 220/127 В, де місцеве керування використовують рідко. У самостійному конструктивному блоці розміщують акумуляторну батарею, для якої потрібні особливі технологічні умови й організація ремонтних робіт.

Для сантехнічних пристроїв, зв'язаних зі спеціалізованим обслуговуванням, виділяють окреме приміщення. На підземній підстанції мілкого закладання із двома випрямними установками УВКМ-5 масляні трансформатори ТМП-3200/10 розташовані в окремому ізольованому блоці на першому поверсі, рівень підлоги якого вище рівня головки ходових рейок на 600 мм. Це дає можливість безпосереднього викочування трансформаторів у тунель на транспортний візок, висота платформи якого дорівнює 600 мм. З огляду на більші технічні й організаційні труднощі, пов'язані із транспортуванням, перед камерами масляних трансформаторів на підстанції передбачається майстерня для виконання їхнього ремонту з повним підйомом виймальної частини.

У камері кожного масляного трансформатора маслозбірна яма розрахована на повну місткість масла, що перебуває в ньому. Щоб створити водонепроникність, яма має посилену гідроізоляцію.

Сухі понижуючі трансформатори розміщені по іншу сторону ремонтної майстерні. На другому поверсі над сухими трансформаторами розташовані сантехнічні пристрої вентиляції камер трансформаторів і приміщень, де встановлені випрямлячі.

Сучасні розподільні установки нового покоління РУ – 825 В призначені для роботи на тягових підстанціях у системі енергопостачання тягової мережі метрополітену. Найбільш перспективними є розподільні установки РУ - 825 постійного струму, які виконуються на базі комірок К - 825.

КРУ постійного струму серії К-825 є виробами заводської готовності висувного типу. Вони комплектуються швидкодіючим вимикачем серії ВАБ-206/10.

Розподільні установки РУ – 825 В складаються з набору стандартизованого устаткування, у якому встановлені елементи контролю, захисту та виміру. Елементи змонтовані в спеціалізованих відсіках.

Силова та низьковольтна частини розділені, щоб забезпечити безпеку обслуговування й експлуатації.

Розподільні установки мають 4 основні частини:

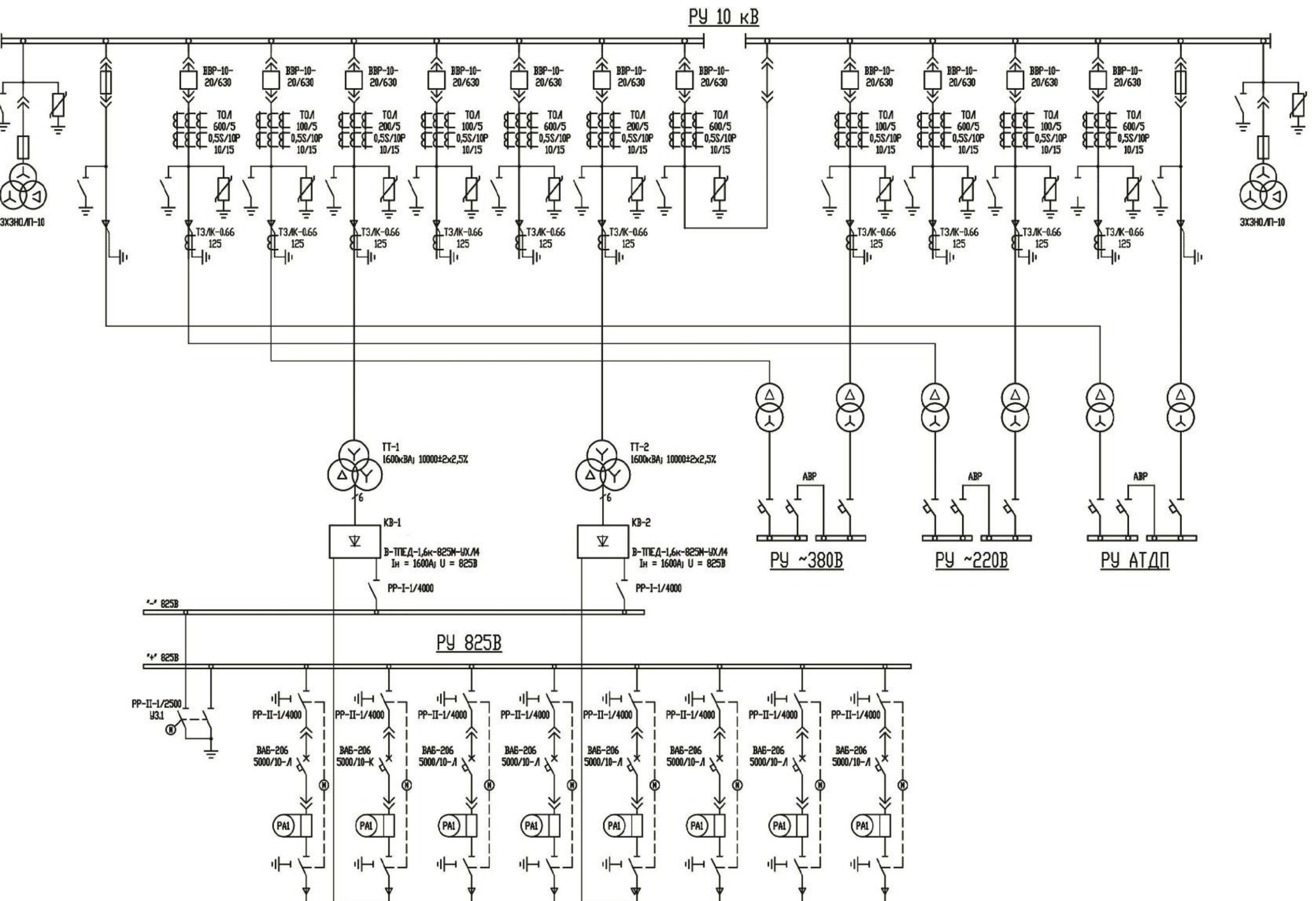


Рис. 13.4 Схема тягово - знижувальної підстанції

- відсік зі швидкодіючим вимикачем;
- викотний візок зі швидкодіючим вимикачем;
- відсік силових шин і кабелів;
- відсік автоматики й керування.

Розподільні установки РУ – 825 В складаються з набору стандартизованого устаткування, у якому встановлені елементи контролю, захисту та виміру. Елементи змонтовані в спеціалізованих відсіках.

Силова та низьковольтна частини розділені, щоб забезпечити безпеку обслуговування й експлуатації.

Розподільні установки мають 4 основні частини:

- відсік зі швидкодіючим вимикачем;
- викотний візок зі швидкодіючим вимикачем;
- відсік силових шин і кабелів;
- відсік автоматики й керування.

На першому поверсі (рис. 13.5) розміщені акумуляторна батарея, дистилятор, щити 380, 220/127В і панель СЦБ. Поруч із приміщенням акумуляторної батареї передбачена кімната для тимчасової акумуляторної батареї на період капітального ремонту основної батареї. Ця кімната прирівняна по ступені вибухонебезпечності до приміщень основної батареї й пов'язана із системою її припливно-витяжної вентиляції.

Щити 380 та 220/127В встановлені у два ряди. Під щитами виконані канали для прокладки кабелів. З обох боків від щитового приміщення передбачені коридори - відсіки для прокладки кабелів. З відсіків по торцях розташовані люки, які є запасними виходами в інші приміщення. У зоні установки трансформаторів також передбачене підвальне приміщення для прокладки усередині підстанційних кабелів. Виводи кабелів з підстанцій виконані в торцях кабельних відсіків та у стінах, що примикають до тунелів, через труби. Після прокладки кабелів всі труби зашпаровують щоб уникнути проникнення пилу з тунелю. Із цією же метою всі двері з підстанції ущільнюють, а іноді створюють тамбур.

Підземні підстанції глибокого закладання розміщують у вироботці круглого перерізу і розташовують, як правило, між колійними тунелями, безпосередньо біля пасажирської станції. У деяких випадках підстанцію розміщають не в середній частині, а споруджують із бічного боку тунелів.

Таке рішення є змушеним, тому що ускладнюється вивід кабелів у тунелі, а також вхід на підстанцію зі станції.

Розміщення устаткування підстанцій глибокого закладання відрізняється від підстанцій мілкого закладання лише тим, що акумуляторну батарею встановлюють на другому поверсі, а щити й РУ 6 - 10 кВ та 825 В - на першому. Під першим поверхом виконаний підвал для прокладки кабелів. Для виводу кабелів споруджують чотири ходки в тунель - по дві з кожної бічної сторони підвалу.

Захисне заземлення підстанції мілкого закладання виконують за допомогою металевих заземлювачів (труб, електродів з кутової сталі), які забивають у землю на поверхні в безпосередній близькості від спорудження підстанції. У тих випадках, коли при будівництві підстанції, станції та ділянок тунелів застосовують сталеві палі - двотаврові балки більших перерізів, що забивають уздовж споруджень на глибину 6 - 8 м по обидва боки тунелів, що споруджують, представляється можливим використати кілька паль для пристрою заземлення. Для створення контуру заземлення всі забиті в землю електроди - труби або палі - поєднуються між собою сталевою смугою.

Від контуру йдуть два вводи на підстанцію. Вводи прокладають із обох торців підстанції через труби, закладені в конструкції. Труби після прокладки шин герметизують. У якості заземлювачів для підстанції глибокого закладання використовують чавунне оброблення спорудження самої підстанції або, якщо вона

виготовлена в бетоні, - чавунне оброблення похилого ходу ескалаторів або інших споруд. При повній відсутності металевих оброблень варто виконати виносний контур заземлення на поверхні.

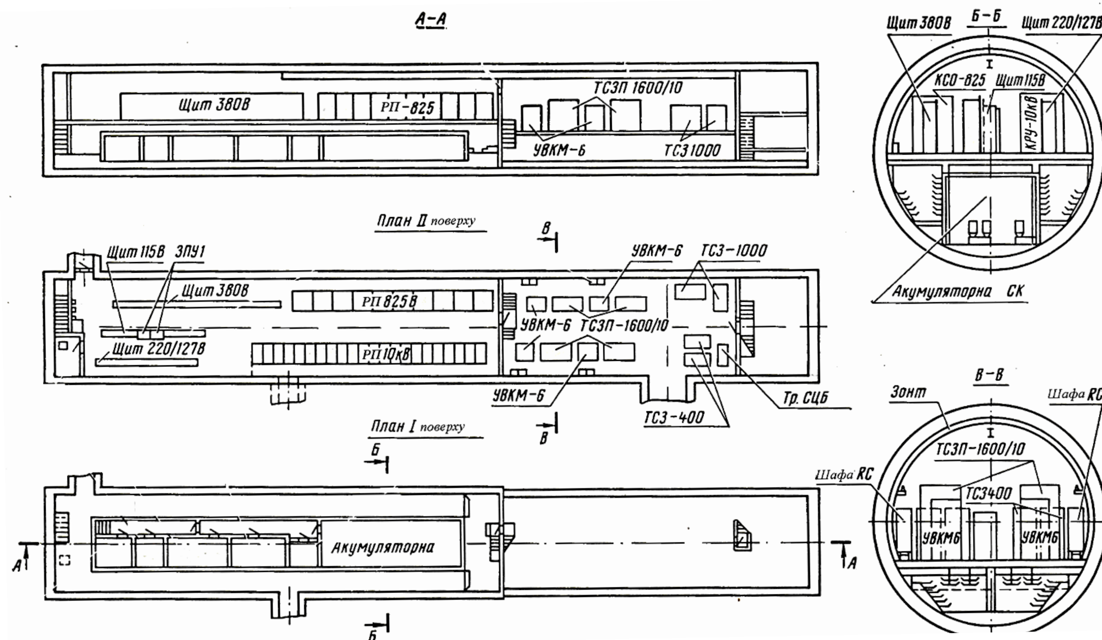


Рис. 13.5 Конструктивне виконання підземних тягово - знижувальних підстанцій

Конструкція підстанції перетерплює значні зміни у зв'язку із впровадженням сухих тягових трансформаторів. З огляду на те, що сухі трансформатори можна встановлювати в загальних приміщеннях і що технічно доцільно наблизити їх до випрямлячів, розміщають їх у загальному залі, що також раціонально за умовами видалення тепловиділень за допомогою вентиляційної установки.

Розміщення устаткування у двоповерховій частині підстанції мілкого закладання, де на першому поверсі встановлені щити, акумуляторна батарея й на другому поверсі – РУ - 10 кВ та 825 В, не змінюється в порівнянні з підстанціями з масляними трансформаторами. Загальний габарит суміщеної тягово - знижувальної підстанції із сухими трансформаторами такий же, як підстанції з масляними трансформаторами.

На відміну від розміщення устаткування підстанції мілкого закладання на першому поверсі підстанції глибокого закладання установлена акумуляторна батарея, а щити винесені на другий поверх, де розташовані РУ - 10 кВ та 825 В. Між перекриттям над акумуляторною батареєю та підлогою РУ передбачається канал для переходу кабелів з одного кабельного відсіку в інший. Приміщення для трансформаторів передбачено таким же, як і на підстанціях мілкого закладання. Все устаткування транспортують через ворота в тунель із відсіку трансформаторів. Для внесення великогабаритного устаткування РУ в стіні між відсіками РУ та трансформаторів передбачений монтажний проріз.

Основний вхід на підстанцію виконаний з боку станції. Другим входом є експлуатаційні двері в тунель із відсіку трансформаторів. Для вентиляції прийнята замкнено-циркуляційна система з автоматизацією режиму роботи залежно від температури повітря в приміщенні, де встановлені трансформатори. Як захисне заземлення використають тюбінгове оброблення підстанції. Розподільні установки обладнані мікропроцесорною системою керування та захистів. Мікропроцесорна система керування є одночасно системою моніторингу підстанції.

Система моніторингу та візуалізації дозволяє в простій і зручній формі відображати стан елементів підстанції, представляти інформацію в доступному для аналізу виді.

Система веде протокол подій, що відбуваються на підстанції, запис аварійних процесів, моніторинг навантажень фідерних ліній. Енергонезалежний протокол, що зберігається в пам'яті контролера, необхідний для виявлення помилок персоналу у випадку аварійних процесів, для аналізу порядку процесів, що передують аварії.

Силова частина розподільних установок виконана за технологією контактних з'єднань, що не обслуговують. Використано спеціальні пристрої, що компенсують, німецького виробництва, які стабілізують притиск на контактних з'єднаннях, незалежно від температури та теплових розширень.

Завдяки цьому при експлуатації розподільних установок немає необхідності в періодичній підтяжці, зачищенні контактних з'єднань. Стабілізація контактного з'єднання підвищує пожежобезпеку розподільних установок і підстанції в цілому.

Принцип роботи розподільних установок полягає в тім, щоб мінімізувати участь оперативного персоналу в процесі оперативних перемикань.

Це означає, що людина тільки дає команду зібрати або розібрати схему натисканням на ту або іншу кнопку пульта керування. Все інше робить електроніка та механіка: перевіряє можливість здійснення поданої команди з міркування безпеки, за допомогою електричних сервоприводів управляє роз'єднувачами, швидкодіючим вимикачем, викотним візком, механічними блокуваннями.

У випадку неможливості виконання тієї або іншої команди через безпеку, несправності тощо повідомляє персонал про невиконання й про причину цього невиконання. Таким чином, практично повністю усувається ймовірність помилок персоналу, які можуть привести до аварій або трагічних наслідків.

Стан комутуючих апаратів розподільчого пристрою зображується в кожен момент часу на панелі керування розподільною установкою РУ – 825 В, розташованим на одній лінійній комірці. Сам принцип невтручання людини в процес перемикань істотно підвищує надійність комутуючих апаратів, тому що в більшості випадків, останні виходять із ладу через надмірно прикладені зусилля оперативним персоналом, включення роз'єднувачів вручну при незнятих блокуваннях тощо.

Система здатна сама себе діагностувати та повідомляти персонал з високою вірогідністю характеру несправності.

Система моніторингу поєднується в мережу з іншими підстанціями та із системою верхнього рівня - центральним диспетчерським пультом, організовуючи єдину АСУ тягових підстанцій. Дана функція вкрай необхідна для створення необслуговуємої підстанції.

Кремнієві випрямлячі встановлені на другому поверсі поруч із тяговими трансформаторами та розподільною установкою 825 В постійного струму. Це дало можливість здійснити зв'язок між трансформатором і випрямлячем алюмінієвими шинами та одержати найменшу довжину кабелів між випрямлячем і РУ – 825 В. На першому поверсі під випрямлячами перебувають роз'єднувачі негативної полярності та збірна мінусова шина, від якої відходять кабельні лінії відсосу в тунелі обох напрямків руху поїздів. На другому поверсі розміщені також РУ - 10 кВ та 825 В, статіви автоматики та телемеханіки і щит постійного струму. У цьому ж приміщенні поруч зі столом для оперативного персоналу встановлене загальнопідстанційне сигнальне табло. Тут же перебувають службове приміщення, вентиляційна камера акумуляторної батареї та коридор основного входу на підстанцію.

13.2 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ТРАМВАЮ ТА ТРОЛЕЙБУСУ

Роль електротранспорту при обслуговуванні населення різко зростає у сучасних умовах. Відкриваються нові тролейбусні і трамвайні маршрути у містах, а також у приміський зонах, місцях відпочинку. У низці міст побудовані й успішно

експлуатуються швидкісні лінії трамвая, що значно скорочує час перебування пасажирів у дорозі. Усе частіше застосовується підземне прокладання таких ліній у зонах щільної забудови. Міський електричний транспорт (МЕТ) є неавтономним транспортним засобом. На борту такого виду транспорту відсутня енергетична установка на відміну від автобуса, маршрутного таксі. Тому для приводу їх коліс необхідно підводити енергію з інших джерел.

Електричний транспорт як приймач електричної енергії належить до споживачів I категорії. Перерва електропостачання може викликати зміну розладу складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Іноді відсутність електропостачання створює небезпеку для життя пасажирів і обслуговуючого персоналу. Загалом перерва в електропостачанні споживачів допускається лише на час, який необхідний диспетчеру для включень або перемикань у розподільних пристроях напругою 6/10 кВ. Такі операції на сучасних ТП здійснюються за системою телекерування або автоматичного вводу резервного живлення. Основні вимоги визначаються до системи зовнішнього електропостачання ТП МЕТ, їх схемам живлення і захисту тягової мережі. Особлива увага приділяється використанню пожежо- та вибухонебезпечному обладнанню, які мають високі показники надійності.

В Україні тягові підстанції трамваю та тролейбусу відносяться до перетворювальних підстанцій та слугують для перетворення трифазного змінного струму напругою 6 або 10 кВ в постійний струм 600 В [20].

Живлення тягових підстанцій електроенергією зазвичай здійснюється кабельними лініями від підстанцій вищого класу напруги.

Тягові підстанції містять системи живлення, що становлять високовольтні вводи напруг. Один із них «α» є основним, другий «β» – резервний. Обидві системи уводу напруги обладнані пристроями автоматичного включення резерву (АВР), які можуть бути як однобічними, так і двобічними.

Паралельна робота систем живлення без секціонування шин не допускається. Тому вони обладнані максимально – струмовими системами захисту, які реагують на відключення пристроїв, а також на сигнал при однофазних замиканнях на землю.

На тяговій підстанції напруга, завдяки трансформаторам, знижується до 600 В і змінний струм перетворюється випрямлячами або перетворювачами в постійний.

Знижена напруга +600 В надходить у контактну мережу живлення МЕТ, де відбувається живлення ділянок від збірних шин через автоматичні вимикачі максимального струму і роз’єднувачі.

На підстанції передбачено наявність лінійних роз’єднувачів (ЛР), що мають ручний привід, а також секційні роз’єднувачі (СР) і автоматичні секційні контакторні пункти (КП). Дистанційне керування лінійними об’єктами не застосовується.

Тягова підстанція також має автоматичні пристрої, які працюють під час виникнення деяких процесів. Наприклад:

– автоматичне повторне увімкнення (АПВ) лінії спрацьовує після вимкнення від струму КЗ або її перевантажень;

– пристрій автоматичного частотного резерву використовується для власних потреб, коли споживачі отримують живлення від збірних шин власних потреб за деяких значень напруги (0,4 кВ із заземленою нейтраллю, або 0,23 кВ з ізольованою нейтраллю).

Облік електроенергії на ТП здійснюється лічильниками активної і реактивної енергії, які встановлені на високовольтних вводах. Також лічильниками активної енергії обладнані випрямні агрегати і розподільні установки власних потреб.

Тягові підстанції можуть працювати без чергового персоналу в режимі телекерування, що здійснюється від районних диспетчерських пунктів (РДП), які забезпечені комплексами телемеханіки.

Як лінії зв’язку між телекерованими ТП і РДП використовуються лінії безпосереднього зв’язку міської телефонної мережі. Експлуатуються також відомчі лінії зв’язку як кабельні, так і повітряні.

Тягові підстанції трамваю та тролейбусу поділяться за різними критеріями.

За обслуговуванням:

- з обслуговчим персоналом;
- без обслуговчого персоналу.

За способом роботи:

- неавтоматизовані;
- автоматизовані;
- автоматичні.

За наявністю засобів телемеханіки:

- телемеханізовані;
- не телемеханізовані.

Обслуговчий персонал на тягових підстанціях використовується в основному в невеликих містах, де кількість підстанцій дуже мала і системи телемеханіки не раціональні, або на важливих великих підстанціях в системах електротранспорту з централізованим електропостачанням. Крім того, часто пункти управління підстанціями розміщуються на одній з них, тому така підстанція стає обслуговуваною. Але, навіть за наявності персоналу на підстанції, управління на ній може бути автоматизовано і людина виконує лише спостереження (крім аварійних ситуацій).

Автоматичні підстанції використовуватися дуже рідко на малозавантажених лініях, бо мають низьку надійність. Вони передбачать роботу без персоналу та без телекерування. У більшості систем електротранспорту тягові підстанції керуються дистанційно, через системи телемеханіки. Персонал на них відсутній, оперативні перемикання виконує енергодиспетчер з центрального або районного диспетчерського пункту.

За структурою:

- одноагрегатні;
- двоагрегатні;
- багатоагрегатні.

Одноагрегатні підстанції не набули великого поширення, через ускладнення обслуговування систем електроживлення. Одноагрегатні підстанції пропонувалося розташовувати для систем децентралізованого електропостачання, на довгих не розгалуджених лініях.

Двоагрегатні підстанції мають робочу потужність одноагрегатної, але мають більшу надійність та маневреність через наявність резервного агрегату. Такі підстанції застосовуються як на довгих не розгалужених лініях, так і на не великих вузлах.

У централізованих системах електропостачання, які є найбільш поширеними, застосовуються триагрегатні-чотириагрегатні підстанції (існують шестиагрегатні), які забезпечують мають велику потужність, за рахунок паралельної роботи кількох агрегатів, та надійність, за рахунок резервного агрегату. Використання централізованної системи дозволяє знизити сумарну потужність підстанцій, їх кількість, але збільшує довжину кабельних мереж та втрати електроенергії.

За розташуванням:

- наземні;
- відкриті;
- закриті:
- окремо збудовані;
- модульні;
- підземні.

За способом резервування:

- з резервними агрегатами (багатоагрегатні підстанції);
- з резервом по потужності (одноагрегатні підстанції).

За способом керування:

- підстанції ручного керування, де автоматизовані в основному лише захист обладнання від порушення нормального режиму роботи зосередженого або централізованого живлення, оскільки вони живлять відносно великий район тягової мережі. Резервування устаткування тягових підстанцій ручного управління проводять поагрегатно;
- підстанції автоматичні, що працюють без персоналу («на замку»); підстанції напівавтоматичні, на яких додатково автоматизовані деякі відповідальні і трудомісткі процеси керування і контролю основних технологічних операцій; автотелекеровані підстанції, якими додатково управляють і контролюють з диспетчерського пункту.

Розглянемо приклад однолінійної електричної схеми триагрегатної тягової підстанції трамваю та тролейбусу (рис. 13.6). Схема відображає з'єднання основних апаратів, число перетворюючих агрегатів, типи основного устаткування, види захисту, місця включення основних вимірювальних приладів, позначення марок кабелю, матеріали і розміри шин.

Електроенергія на тягові підстанцій подається, як правило, напругою 6 або 10 кВ від підстанцій енергосистеми більш високого класу напруги або від суміжних тягових підстанцій по кабельних перемичках. Для передавання електроенергії застосовують кабельні лінії прокладені в землі або кабельній каналізації.

Вводів та кабельних перемичок у підстанцій може бути від 1 до великої кількості, коли тягова підстанція використовується к розподільчий пункт 6(10) кВ. Але більшість підстанцій в Україні мають підключення через дві, три або чотири лінії. Використання лише одного вводу в Україні заборонено. При наявності двох ліній вони поділяються на ввід α (основний) та ввід β (резервний). Перехід з одного вводу на інший, при зникненні напруги на першому, має забезпечуватися автоматикою. Третя (четверта) лінії, як правило, використовуються для живлення суміжних тягових підстанцій по ланцюгу.

Через комутаційну апаратуру струм з кабелів подається в розподільну установку 6(10) кВ. Схеми РУ - 6(10) кВ мають одну або дві секції шин.

Через комутаційну апаратуру вводів, яка складається з лінійного роз'єднувача, високовольтного вимикача та шинного роз'єднувача або просто з викатного високовольтного вимикача, струм подається на шини. Від шин РУ - 6(10) кВ через комутаційну апаратуру живляться трансформатори перетворювальних агрегатів та трансформатори власних потреб. У сучасних підстанціях всі трансформатори перетворювальних агрегатів розташовують на одній секції шин, щоб забезпечити їх рівномірне навантаження при паралельній роботі. Кількість перетворювальних агрегатів визначає потужність тягової підстанції. Їх може бути від одного і більше, але найбільшого поширення набули дво- та триагрегатні підстанції.

Сучасні агрегати мають велику шкалу струмів, зокрема в Україні виробляються випрямлячі В-ТПЕД на 800 А, 1000 А, 1250 А, 2000 А, 3000 А.

Трансформатор агрегату живиться напругою 6(10) кВ, а на виході має номінальну змінну напругу 565 В при нульовій схемі випрямлення та 460 В при мостовій схемі випрямлення. Трансформатори для нульової схеми мають вторинну обмотку типу «зірка-зворотна зірка» з зрівнювальним реактором, тому на виході мають шестифазну систему напруги. Реактор з'єднує нейтрали зірок і має вивід з середньої точки. Цей вивід є мінусом системи постійної напруги, тому він відразу підключається до РУ негативної шини (РУНШ). Трансформатор для мостової схеми має вторинну обмотку типу «трикутник» або розщіплені «зірку» та «трикутник», та має трифазну або шестифазну систему напруги на виході відповідно.

Випрямляч В-ТПЕД може мати нульову, мостову 6-пульсну або 12-пульсну схему. Катод випрямляча підключається до РУ-600 В, анод до РУНШ.

РУ - 600 В постійного струму слугує для комутації "плюсу" 600 В та, як правило, має дві шини, робочу та запасну. Зрідка використовуються інші схеми: на підстанціях великої потужності робоча шина може бути розділена на секції, для підвищення надійності і ремонтопридатності; на малих підстанціях може бути відсутня запасна шина.

Робоча шина РУ - 600 В отримує живлення від перетворювальних агрегатів через комутаційні апарати: автоматичний швидкодіючий вимикач зворотної дії (катодний автомат) і шинний роз'єднувач, або катодний автомат, що викочується. До робочої шини через автоматичний вимикач підключається запасна шина.

Лінії приєднань (плюсові фідери) підключаються до робочої шини через власний автоматичний вимикач, а також мають можливість підключатись до запасної шини через роз'єднувач, на час ремонту власного вимикача.

Розподільні установки негативної шини (РУНШ) підключається до нульових точок трансформаторів (при схемі «зірка-зворотна зірка») або до анодів випрямлячів (на сучасних агрегатах) через шинні роз'єднувачі. Автоматичні вимикачі не застосовуються, функції захисту виконуть вимикачі РУ - 600 В.

Негативна шина (НШ) тягових підстанцій тролейбусу несе потенціал приблизно рівний шині РУ - 600 В але з протилежним знаком, бо система нейтралі 600 В ізольована. НШ тягових підстанцій трамваю має потенціал близький до нуля, через підключення до рейок, що фактично є заземленням. НШ іноді може примусово заземлюватися через баластний опір або "глухо".

Приєднання (фідери) використовуються для підключення контактної мережі та рейок до РУ - 600 В та РУНШ. Виконуються, як правило, кабельними лініями, зрідка, повітряними лініями. Кількість фідерів визначається потужністю підстанції та розгалуженістю мережі в зоні її електропостачання і може коливатися від одного-двох в децентралізованих системах до двох десятків в централізованих.

Кабелі позитивної полярності підключається до РУ - 600 В через пристрій перемикача запасної шини (ПЗШ). ПЗШ має два положення робоче і запасне, при яких відповідно фідер підключається до робочої шини через лінійний автомат (швидкодіючий струмообмежувальний вимикач) або до запасної (без автомата).

Така система дозволяє виводити для обслуговування лінійний автомат без тривалого відключення живлення фідера. Кабелі негативної полярності підключаються до РУНШ через роз'єднувач.

Приєднання негативної полярності при живленні трамвайних рейок можуть мати включені послідовно реостати для вирівнювання опору кабелів різної довжини для рівномірного розподілення навантаження. Кількість приєднань негативної полярності при живленні рейок у централізованій системі електропостачання, як правило, менша за позитивні. Це пов'язано з природним розтіканням струму навантаження на всі негативні кабелі через рейки, що утворюють єдину мережу, і що призводить до зменшення навантаження на кожен окремий кабель.

Власні потреби підстанцій забезпечуються трансформаторами власних потреб, які перетворюють напругу 6(10) кВ у 380 В. До власних потреб відноситься електроосвітлення, опалення, вентиляція, системи зв'язку і, головне, системи керування та сигналізації підстанції. Системи керування та сигналізації живляться оперативним струмом: 220 В змінного струму, 110 В або 220 В (найбільш поширений) випрямленого/постійного струму.

На сучасних підстанціях в системах оперативного струму використовуються акумуляторні батареї для підвищення надійності та можливості керування підстанцією навіть у випадку відсутності зовнішнього електропостачання.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ввід 1	Запобіжники ТВП-1	Трансформатор напруги ТН-1	Кабельна перемичка 1	Секційний вимикач	Секційний роз'єднувач	Лінія агрегата 1	Лінія агрегата 2	Лінія агрегата 3	Кабельна перемичка 2	Трансформатор напруги ТН-2	Запобіжники ТВП-2	Ввід 2

I секція 10 кВ

II секція 10 кВ

13.6 Однолінійна електрична схеми триагрегатної тягової підстанції трамваю та тролейбусу

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Охарактеризувати схеми РУ тягових підстанцій метрополітену.
2. Охарактеризувати РУ тягових підстанцій трамваю та тролейбусу.
3. Яке призначення перетворюючих агрегатів?
4. З чого складаються перетворюючі агрегати?
5. В чому полягають відмінності тягових трансформаторів від силових?
6. Охарактеризувати схеми та конструктивне виконання тягових підстанцій метрополітену.
7. Охарактеризувати схеми та конструктивне виконання тягових підстанцій трамваю та тролейбусу.
9. Назвати основні частини схеми електропостачання міського транспорту.
10. У яких випадках використовується централізована та децентралізована схеми живлення тягових підстанцій?
11. В яких режимах працює електротранспорт під час його експлуатації?
12. Чим відрізняється автономний транспортний засіб від неавтономного?
13. Перелічити основні переваги трамвая і тролейбуса перед автобусом.
14. Від чого залежить ефективність роботи метрополітену?
15. Як надходить електроенергія для живлення поїздів метро?
16. Завдяки чому здійснюється струмознімання в метро?
17. Які тягові двигуни використовуються в трамваях, тролейбусах, метро?
18. Якою напругою живляться системи постачання трамвая, тролейбуса, метро?

РОЗДІЛ 14 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

14.1 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

14.1.1 Загальні відомості

Під власними потребами електроустановок розуміють всі допоміжні пристрої, які необхідні для експлуатації їх основних агрегатів у нормальних та аварійних режимах.

Допоміжні механізми основних агрегатів (котлів, турбін) і всі механізми допоміжних цехів електростанцій разом з приводними двигунами, розподільними установками, що їх живлять, внутрішня станційна електрична мережа, освітлення, установки постійного струму тощо утворюють комплекс власних потреб (ВП) електростанцій. Все електротехнічне обладнання комплексів ВП електричних станцій утворює електричну схему власних потреб цих об’єктів.

Склад електроприймачів ВП та потужність, що споживається ними, залежать від типу електростанції, виду палива, потужності агрегатів тощо.

Електроприймачі ВП за їх впливом на технічний режим електроустановки умовно поділяють на відповідальні і менш відповідальні. До відповідальних відносять електроустановки, вихід з ладу яких може призвести до порушення нормального технологічного режиму роботи або до аварії на електростанції. До менш відповідальних відносять електроприймачі, вихід з ладу яких не має впливу безпосередньо на технологічний режим електроустановки.

Основним приводом механізмів ВП є асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором різного виконання з прямим пуском. Для тихохідних механізмів (шарові млини), а також для дуже потужних механізмів використовують синхронні електродвигуни. Для механізмів, що вимагають регулювання частоти обертів у широких межах, застосовують двигуни постійного струму, а також асинхронні двигуни з дроселями насичення або з керованими тиристорами в колі статора.

На електростанціях зазвичай застосовують два ступені напруги ВП: вищий (3, 6 або 10 кВ) – для живлення потужних електроприймачів і нижчий (0,4 або 0,66 кВ) – для живлення електроприймачів малої потужності.

На КЕС, ТЕЦ та АЕС вища напруга в системі ВП, як правило, береться рівною 6 кВ. При розширенні електростанцій, що вже мають напругу 3 кВ, а також на електростанціях середньої потужності з генераторною напругою 10 кВ економічно доцільним може бути використання напруги 3 кВ. На станціях з агрегатами потужністю 800 – 1200 МВт доцільно застосовувати напруги 10 кВ, 0,66 кВ.

На ГЕС двигуни основних механізмів живляться від мережі 0,4 кВ, а електродвигуни крупних механізмів – від мережі 6 (10) кВ.

В системі ВП на всіх напругах застосовують схеми з однією секціонованою системою збірних шин. Гранична потужність ТВП 6 (10) / 0,4 кВ приймається рівною 1000 (1600) кВ·А при $u_к = 8\%$. При меншій потужності $u_к$ складає від 4,5 до 5,5%. В колах двигунів і збірок живлення 0,4 кВ встановлюються автомати. Встановлення запобіжників допускається лише в колах освітлення, зварювання, а також невідповідальних двигунів, не пов’язаних з основним технологічним процесом (майстерні, лабораторії тощо). В окремих випадках для обмеження рівнів КЗ в мережі 0,4 кВ використовують струмообмежувальні реактори.

14.1.2 Схеми електропостачання власних потреб ТЕС

При розгляді технологічних схем КЕС та ТЕЦ зазначено, що виробництво теплової та електричної енергії повністю механізовано. Велика кількість механізмів забезпечує

роботу основних агрегатів електростанції - поживних насосів, дутьових вентиляторів, димососів, конденсатних насосів, дробарок, млинів, циркуляційних насосів тощо.

Для приводу більшості робочих механізмів використовують трифазні асинхронні електродвигуни із короткозамкненим ротором. Для потужних механізмів можуть використовуватися синхронні електродвигуни. Для механізмів, які потребують регулювання частоти обертання, застосовують електродвигуни постійного струму.

Нормальна робота електростанції можлива лише за надійної роботи всіх механізмів ВП, що можливе лише за умови їх надійного електропостачання. Споживачі ВП відносяться до споживачів І категорії.

Основними напругами, що застосовуються в даний час в системі ВП, є 6 кВ (для електродвигунів потужністю понад 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для інших електродвигунів та освітлення.

Для потужних блокових ТЕС можливе застосування напруги 0,66 кВ для електродвигунів 16-630 кВт та напруги 10 кВ для великих електродвигунів.

Якщо електростанції передбачається ГРУ 6-10 кВ, то розподільна установка власних потреб (РУВП) отримує живлення безпосередньо з шин ГРУ реактованими лініями або через понижувальний трансформатор ВП.

Якщо генератори електростанції з'єднані у енергоблоки, то живлення ВП здійснюється відпаюванням від енергоблоку.

Зі збільшенням потужності енергоблоків зростає споживання на власні потреби, отже, збільшується і потужність трансформатора ВП. Чим більша потужність, тим більше струми КЗ у системі ВП, тим важче встановлене обладнання. Для обмеження струмів КЗ можна застосовувати трансформатори з підвищеною напругою КЗ або трансформатори з розщепленими обмотками 6 кВ, які застосовуються при потужності трансформаторів 25 МВ А і більше. Крім робочих джерел ВП, повинні передбачатися резервні джерела живлення. Такими джерелами можуть бути трансформатори, приєднані до шин підвищеної напруги, що мають зв'язок із енергосистемою. Навіть при відключенні всіх генераторів електростанції живлення ВП здійснюватиметься від енергосистеми. На той рідкісний випадок, коли аварія на електростанції збігається з аварією в енергосистемі та напруга ВП не може бути подана від резервного трансформатора, для найбільш відповідальних споживачів, які забезпечують збереження обладнання у працездатному стані (Масляні насоси мастила, ущільнень валу, валоповоротні пристрої та ін.), передбачаються акумуляторні батареї та дизель-генератори. На ряді зарубіжних електростанцій як аварійні джерела живлення ВП встановлені газові турбіни, які підхоплюють живлення ВП енергоблока при зниженні частоти енергосистеми.

Вибір потужності робочих трансформаторів ВП виробляється з урахуванням числа та потужності споживачів ВП. Точний перелік всіх споживачів визначається під час реального проєктування після розробки тепломеханічної частини електростанції та всіх її допоміжних пристроїв.

14.1.3 Схеми власних потреб КЕС

Робочі трансформатори ВП блокових ТЕС приєднуються відпаюванням від енергоблоку.

Розподільна установка ВП виконується з однією секційованою системою шин. Кількість секцій 6-10 кВ для блокових ТЕС приймається по дві на кожний енергоблок (при потужності енергоблока понад 160 МВт). Кожна секція або секції попарно приєднуються до робочого трансформатора ВП.

На рис. 14.1 наведено схему живлення ВП частини блокової КЕС із трьома енергоблоками по 300 МВт. Трансформатори ВП *Tl, T2, T3* живлять секції 6 кВ

відповідно першого енергоблоку *1ВА, 1ВВ*, другого *2ВА, 2ВВ* та третього *3ВА, 3ВВ*. До цих секцій приєднуються електродвигуни 6 кВ турбінного та котельного відділень, загальностанційне навантаження (о.ВП) та трансформатори 6/0,4 кВ.

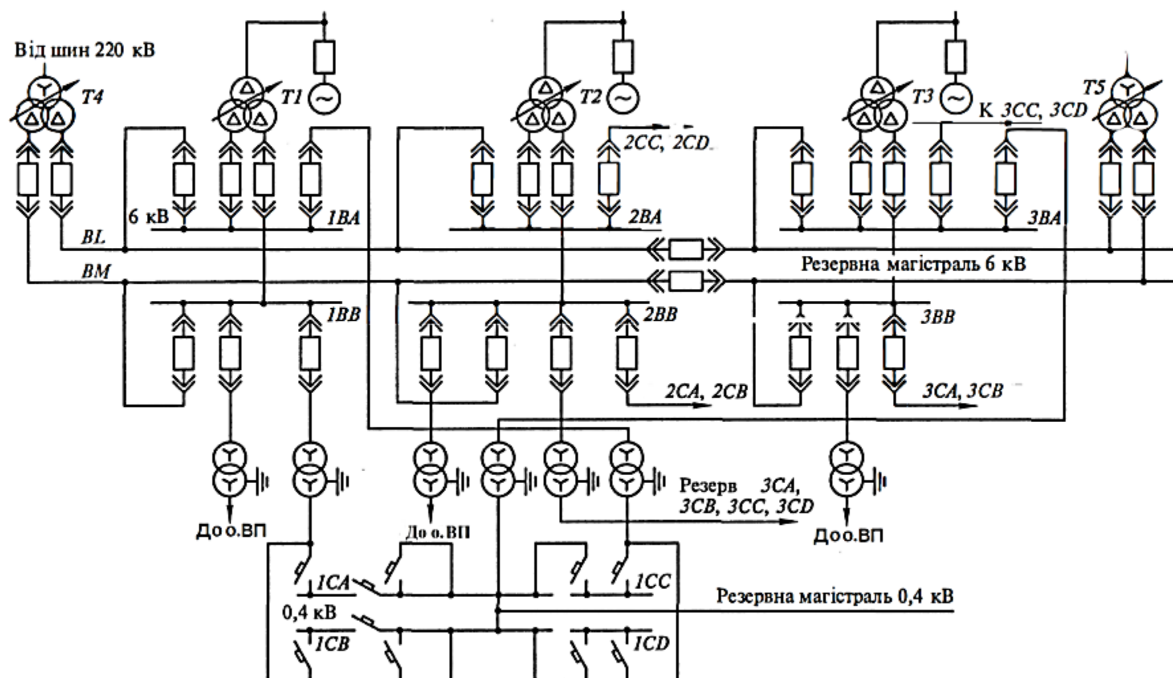


Рис. 14.1 Схема електропостачання ВП КЕС із трьома енергоблоками. Секції ВП 0,4 кВ показано тільки для першого енергоблоку

Резервне живлення секцій ВП здійснюється від резервних магістралей, пов'язаних із пускорезервними трансформаторами ВП (*Т4* на рис. 14.1).

Резервні магістралі для збільшення гнучкості та надійності секціонуються вимикачами через кожні два-три енергоблоки.

Кількість резервних трансформаторів ВН на блокових ТЕС без генераторних вимикачів приймається: один - при двох блоках, два - при числі енергоблоків від трьох до шести. При більшій кількості енергоблоків передбачається третій резервний трансформатор генераторної напруги, не приєднаний до джерела живлення, але встановлений на електростанції та готовий до заміни будь-якого робочого трансформатора ВП. Якщо в схемах енергоблоків встановлені генераторні вимикачі, то кількість резервних трансформаторів приймається по одному резервному на кожні чотири блоки. При шести та більше блоках передбачається додатковий резервний трансформатор генераторної напруги, не приєднаний до джерела, але готовий до заміни будь-якого робочого трансформатора ВП.

Якщо частина енергоблоків з вимикачами, а частина без вимикачів, кількість резервних трансформаторів ВП вибирається за першою умовою. Резервні трансформатори ВП повинні приєднуватися до збірних шин підвищеної напруги, які мають зв'язок з енергосистемою лініями ВН (на випадок аварійного відключення всіх генераторів електростанції). Цю вимогу важко виконати, якщо зв'язок з енергосистемою здійснюється по лініях 500-750 кВ. В цьому випадку резервні ТВП приєднуються до шин середньої напруги (110, 220 кВ) за умови, що вони пов'язані через автотрансформатор із шинами ВН.

Допускається також резервний ТВП приєднувати до обмотки НН автотрансформатора, якщо забезпечуються допустимі коливання напруги на шинах РУСН при регулюванні напруги автотрансформатора та умови самозапуску електродвигунів.

Потужність кожного резервного трансформатора. н. на блочних електростанціях без генераторних вимикачів повинна забезпечити заміну робочого трансформатора одного енергоблока та одночасний пуск або аварійну зупинку другого енергоблока. Якщо точний перелік споживачів ВП в такому режимі невідомий, потужність резервного трансформатора ВП вибирається на ступінь більше, ніж робочого. Якщо в схемах енергоблоків встановлені генераторні вимикачі, то потужність резервних трансформаторів приймається рівною потужності робочих трансформаторів. У будь-якому випадку потужність резервних трансформаторів має бути перевірена за умовами самозапуску. Численні споживачі ВП напругою 0,4 кВ (на один енергоблок 300 МВт припадає понад 600 електродвигунів 0,4 кВ) приєднуються до секцій 0,4 кВ, які отримують живлення від трансформаторів 6 - 10/0,4 кВ. Витрати на ВП 0,4 кВ приблизно можна прийняти рівним 10% загальної витрати.

Трансформатори 6/0,4 кВ встановлюються, по можливості, в центрах навантаження: в котельному та турбінному відділеннях, на паливному складі, в об'єднаному допоміжному корпусі, на ВРУ, компресорній тощо. Трансформатори потужністю понад 1000 кВ·А не застосовуються, оскільки їх застосування призводить до значного збільшення струму КЗ у мережі 0,4 кВ.

На рис. 14.1 показано живлення секцій ВП 0,4 кВ одного енергоблока, що розташовані в головному корпусі. Споживачі 0,4 кВ першого енергоблоку та частина загальностанційного навантаження одержують живлення від секцій *1СА, 1СВ, 1СС, 1CD*. Найбільш відповідальні споживачі приєднані на півсекції *1СА* і *1СВ*, що відокремлюються автоматичними вимикачами від решти цих секцій.

Споживачі 0,4 кВ другого енергоблоку приєднуються до секцій *2С1(, 2СВ, 2СС, 2CD*, а третього - до секцій *ЗСА, ЗСВ, ЗСС, 3CD* (на рис. 14.1 ці секції не показані).

Резервний трансформатор для останніх секцій приєднано до секції 6 кВ *2ВВ* другого енергоблоку.

Для підтримки необхідного рівня напруги на шинах. ВП трансформатори мають РПН. Схема з'єднання обмоток робочих та резервних трансформаторів вибирається таким чином, щоб можливе було їх короткочасне паралельне включення в моменти переходу з робочого на резервне живлнення і навпаки.

Застосування трансформаторів з розщепленою обмоткою та роздільна робота секцій 6 кВ призводять до обмеження струму КЗ до такого значення, яке дозволяє застосувати комірки комплектної розподільної установки (для енергоблоків 500 МВт та більше). При необхідності обмеження струму КЗ на боці 0,4 кВ на вводах до деяких збірок встановлюються реактори.

14.1.4 Схеми власних потреб ТЕЦ

Робочі трансформатори ВП неблокової частини ТЕЦ приєднуються до шин генераторної напруги. Число секцій ВП 6 кВ вибирається рівним числу котлів. У деяких випадках виділяють секції живлення загальностанційних споживачів.

Потужність ТВП та кількість секцій ВП в блоковій частині ТЕЦ вибираються так само, як і для КЕС. Резервний ТВП приєднується до шин ГРУ(при схемі з двома системами шин) або відпаюванням до трансформатора зв'язку (при схемі з однією системою шин).

На рис. 14.2, а показано приєднання робочого та резервного трансформаторів ВП до подвійної системи шин ГРУ: робочий трансформатор *Т2* приєднано до першої системи шин *Кl*, а резервний *РТ* - до другої системи шин *К2*. Шиноз’єднуючий вимикач *QK* нормально ввімкнений, трансформатор зв'язку приєднаний до шин *К2*. При пошкодженні в робочому трансформаторі *Т2* відключаються *Q2, Q3* і автоматично вмикаються *Q6, Q4*. При пошкодженні робочої системи шин *Кl* відключаються *Q1, QK*

та *Q3*. Напруга на резервній системі шин *K2* зберігається завдяки трансформатору зв'язку, з'єднаному з шинами ВН, тому автоматично включаються *Q6, Q4*, відновлюючи живлення секції ВП.

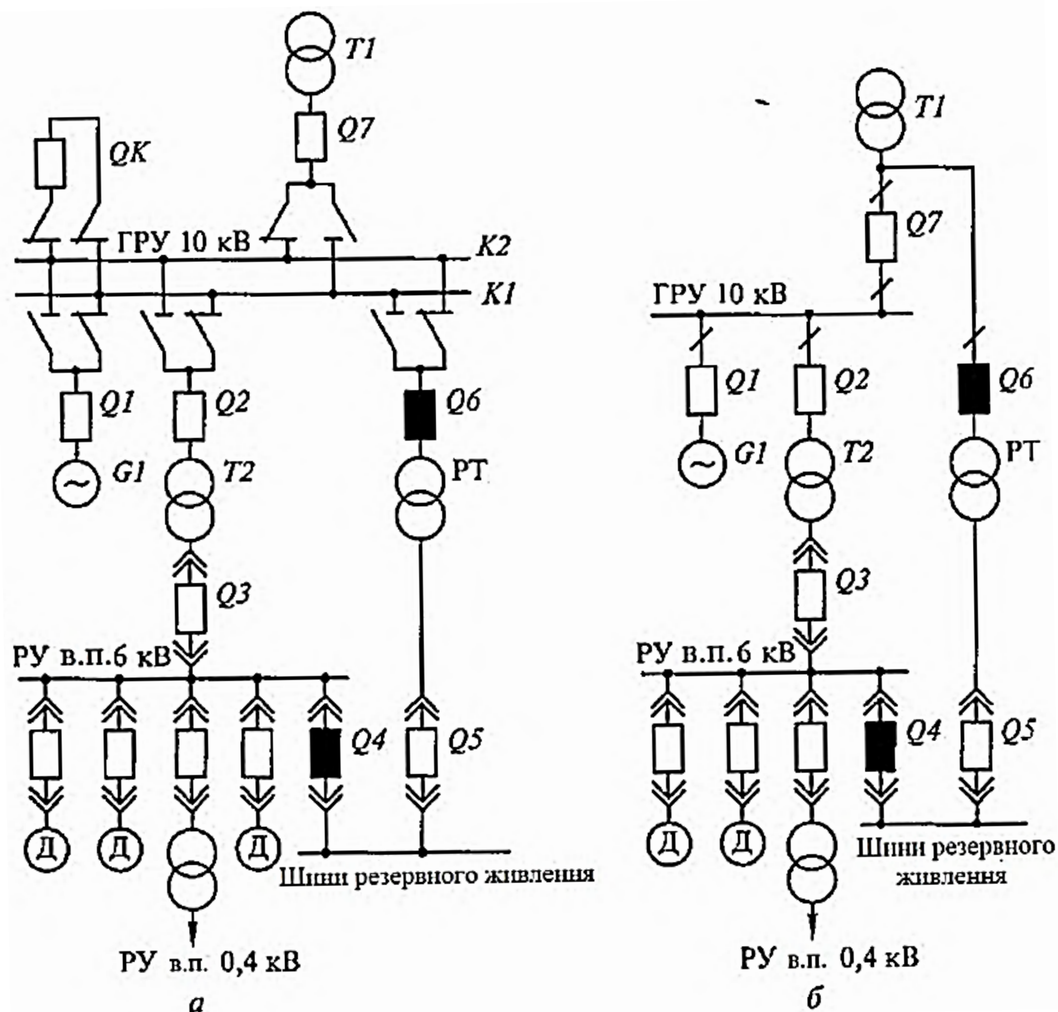


Рис. 14.2 Схеми резервування ВП ТЕЦ:
а - від шин ГРУ; б - відпаювання від трансформатора зв'язку

На рис. 14.2, б показано приєднання робочого та резервного трансформаторів ВП до ГРУ з однією системою шин. При аварії в ТВП відключаються *Q2, Q3* і автоматично включаються *Q6, Q4*, подаючи живлення від резервного трансформатора *PT*. Зазвичай до однієї секції ГРУ приєднується один трансформатор ВП або одна реактирувана лінія ВП. У цьому випадку потужність резервного джерела повинна бути не меншою за будь-якого з робочого.

Якщо до однієї секції ГРУ приєднано два робочі джерела ВП, потужність резервного трансформатора або резервної лінії вибирається на 50% більше найбільш потужного робочого джерела. На блокових ТЕЦ резервний трансформатор повинен забезпечити заміну найбільш великого робочого джерела і одночасно пуск або аварійну зупинку одного котла або турбіни. Якщо в блоках генератор - трансформатор встановлено вимикач, резервний трансформатор вибирається такої ж потужності, як і робочий. Потужність резервного трансформатора перевіряється за умовами самозапуску. На ТЕЦ неблочного типу (з поперечними зв'язками по пару) вибирається одне резервне джерело 6 кВ кожні шість робочих трансформаторів чи ліній. На блокових ТЕЦ кількість резервних трансформаторів вибирається так само, як і на КЕС. Схеми

живлення ВП 0,4 кВ будуються за таким самим принципом, як і на КЕС. Потужність ВП 0,4 кВ ТЕЦ можна прийняти рівною 15% загальної потужності ВП.

14.1.5 Схеми електропостачання власних потреб АЕС

АЕС є надійне джерело енергії, тому робоче та резервне електропостачання їхніх ВП здійснюється від головної електричної схеми через понижуючі трансформатори. Для особливо відповідальних споживачів ВП передбачаються додаткові незалежні джерела енергії – акумуляторні батареї з оборотним агрегатом чи інвертором, автономні дизель-генератори, допоміжні генератори, встановлювані на валу основного генератора.

Перша група – споживачі, які мають підвищені вимоги до надійності електропостачання. Споживачі цієї групи допускають за умовами безпеки перерви живлення на частки секунди у всіх режимах (включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих та резервних трансформаторів власних потреб) після спрацювання аварійного захисту реактора Першу групу споживачів власних потреб становлять: системи контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв автоматики реактора; частина споживачів системи управління та захисту реактора (СУЗ); аварійне освітлення; електропривод швидкодіючих клапанів, що забезпечують вступ у роботу систем розхолодження; системи технологічного контролю реактора; системи дозиметричного контролю; споживачі постійного струму; аварійні масляні насоси турбогенераторів. Електричні мережі таких навантажень називають мережами першої категорії надійності. Джерелами їх живлення в аварійних режимах є акумуляторні батареї та агрегати безперебійного живлення.

Друга група - споживачі, перерва живлення яких за умовами безпеки допустима на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі потребують надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора. Другу групу споживачів власних потреб становлять механізми забезпечення розхолодження реактора та локалізації аварії (аварійні поживні насоси, насоси технічної води, системи аварійного охолодження зон аварійної та післяаварійної половин реактора та проміжного контуру); насоси вентиляційних систем охолодження приміщень першого контуру; спринклерні насоси; масляні насоси турбогенераторів; валоповоротні пристрої; перевантажувальні машини; системи біологічної та технологічної дозиметрії. Мережі електропостачання таких навантажень називають мережами другої категорії надійності. Джерелами їхнього живлення в аварійних режимах є дизель-генератори з автоматичним запуском.

Третя група – споживачі, які не висувають підвищених вимог до надійності електропостачання. До них відносяться: основні циркуляційні насоси (ГЦН) з величезними маховими масами; конденсатні, циркуляційні, живильні насоси. Споживачі третьої групи не вимагають включення при знеструмленні системи власних потреб і не беруть участь у процесі аварійного розхолодження реактора. За нормального режиму роботи їх живлення здійснюється від робочих трансформаторів, а при аварійному – від резервних трансформаторів власних потреб.

Для живлення споживачів власних потреб АЕС використовуються такі мережі:

- мережа 6 кВ змінного струму - призначена для живлення електродвигунів потужністю більше 200 кВт і понижувальних трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;
- мережа 380/220 В змінного струму - призначена для живлення електродвигунів потужністю до 200 кВт, систем освітлення та інших навантажень;
- мережі 380/220 В змінного струму з ізольованою нейтраллю - призначені для живлення пристроїв електрообігріву обладнання та трубопроводів першого та другого контурів;
- мережі надійного живлення 380 і 220 В змінного і 220 В постійного струму - призначені для живлення споживачів першої категорії надійності;

- мережі надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму – призначені для живлення споживачів другої категорії надійності.

РУ всіх напруг виконуються з однією секційованою системою збірних шин. Число секцій на 6 кВ вибирається в залежності від кількості ГЦН першого контуру і допустимої кількості ГЦН, які одночасно відключаються (без спрацьовування аварійного захисту реактора), а також числа робочих трансформаторів ВП, що встановлюються та їх потужності. Не допускається підключення більше двох ГЦН (при шести ГЦН на блок) та більше одного ГЦН (при чотирьох і менше на блок) до однієї секції 6 кВ. На одному енергетичному реакторі має бути не менше двох секцій 6 кВ, кожна з яких повинна приєднуватися до робочого трансформатора власних потреб через вимикач, а також автоматично підключатися до шин резервного трансформатора власних потреб через окремі вимикачі. До цих секцій підключаються споживачі 6 кВ третьої групи. Загальностанційне навантаження повинне рівномірно розподілятися між секціями 6 кВ всіх блоків.

Для електропостачання споживачів другої групи кількість секцій на 6 кВ має відповідати числу систем безпеки АЕС. Секції повинні підключатися до джерела (секцій) нормального живлення через послідовно включені вимикачі СВ1 та СВ2 (рис. 14.3). До секцій Н1 за схемою автоматичного введення резерву підключаються дизель-генератори (ДГ).

За наявності трьох систем безпеки склад механізмів власних потреб, підключених до кожної секції надійного живлення, і потужність кожного ДГ повинні забезпечувати аварійне розхолодження реактора за будь-якого виду аварії, отже, потужність кожного ДГ повинна бути розрахована на покриття 100% навантаження однієї системи безпеки. Взаємне резервування ДГ не передбачається.

Число секцій 0,4 кВ для споживачів другої групи Н2 також має відповідати числу систем безпеки АЕС, причому кожна секція підключається через окремий знижувальний трансформатор 6/0,4 кВ до певної секції надійного живлення 6 кВ. Резервування секцій 0,4 кВ не передбачається.

Споживачі першої групи надійності живляться від складання щитів постійного струму Н4, які, у свою чергу, отримують живлення від мережі 0,4 кВ через статичні перетворювачі постійного струму змінний. Для резервування споживачів СУЗ використовують додаткову акумуляторну батарею (АБ).

Випрямлячі ВУ виконують роль підзарядного та зарядного пристроїв для АБ. Автоматичні інвертори (АИ), ВУ та АБ є агрегатом безперебійного живлення (АБП).

Для живлення споживачів машинного залу АЕС та деаераторної передбачається чотири блокові секції 0,4 кВ. Резервне живлення останніх здійснюється від окремого трансформатора сусіднього блоку, який забезпечує запуск відповідальних за збереження обладнання та роботу засобів пожежогасіння електродвигунів. При аварії надійне живлення відповідальних споживачів машинного залу та деаераторної здійснюється від окремого (четвертого) ДГ. Три масляні насоси системи ущільнення валу генератора живляться від трьох систем надійного живлення.

Споживачі третьої групи живляться від робочого трансформатора власних потреб, підключеного до виводів генератора, і секцій А та Б на 6 кВ, двигуни потужністю 200 кВт і вище – безпосередньо від шин 6 кВ, а меншої потужності від понижувальних трансформаторів 6/0,4 кВ. Резервне живлення секцій А та Б здійснюється від резервного трансформатора власних потреб.

Споживачі другої групи живляться при послідовно включених вимикачах СВ1 та СВ2 від секції Н1 та понижуючого трансформатора 0,4 кВ секції Н2. При аварії секція Н1 відокремлюється від секції Б вимикачами СВ1 та СВ2. Надійність відділення забезпечується при відмові навіть одного з вимикачів. В цьому випадку пристрій АВР підключає до секції Н1 автономне джерело – ДГ, який протягом двох хвилин приймає

навантаження споживачів він. Підключення споживачів до ДГ здійснюється автоматично ступінчасто, оскільки сумарна пускова потужність двигунів цієї групи споживачів значно перевищує потужність ДГ.

Ступінчастий пуск здійснюється таким чином, щоб активна і реактивна потужності електродвигунів, що запускаються, не перевищували потужності ДГ. При цьому спостерігаються коливання напруги, струму та частоти в системі надійного живлення. Тому передбачається частотний пуск, при якому напруга ДГ регулюється автоматично, пропорційно до середньої частоти обертання групи двигунів, і процес пуску стабілізується та стає більш стійким. Під час експлуатації один із ДГ може бути виведений у ремонт, тоді запускають два інших ДГ та підключають їх до шин надійного живлення другої групи споживачів інших секцій. При виході з ладу на одному блоці двох ДГ блок зупиняють.

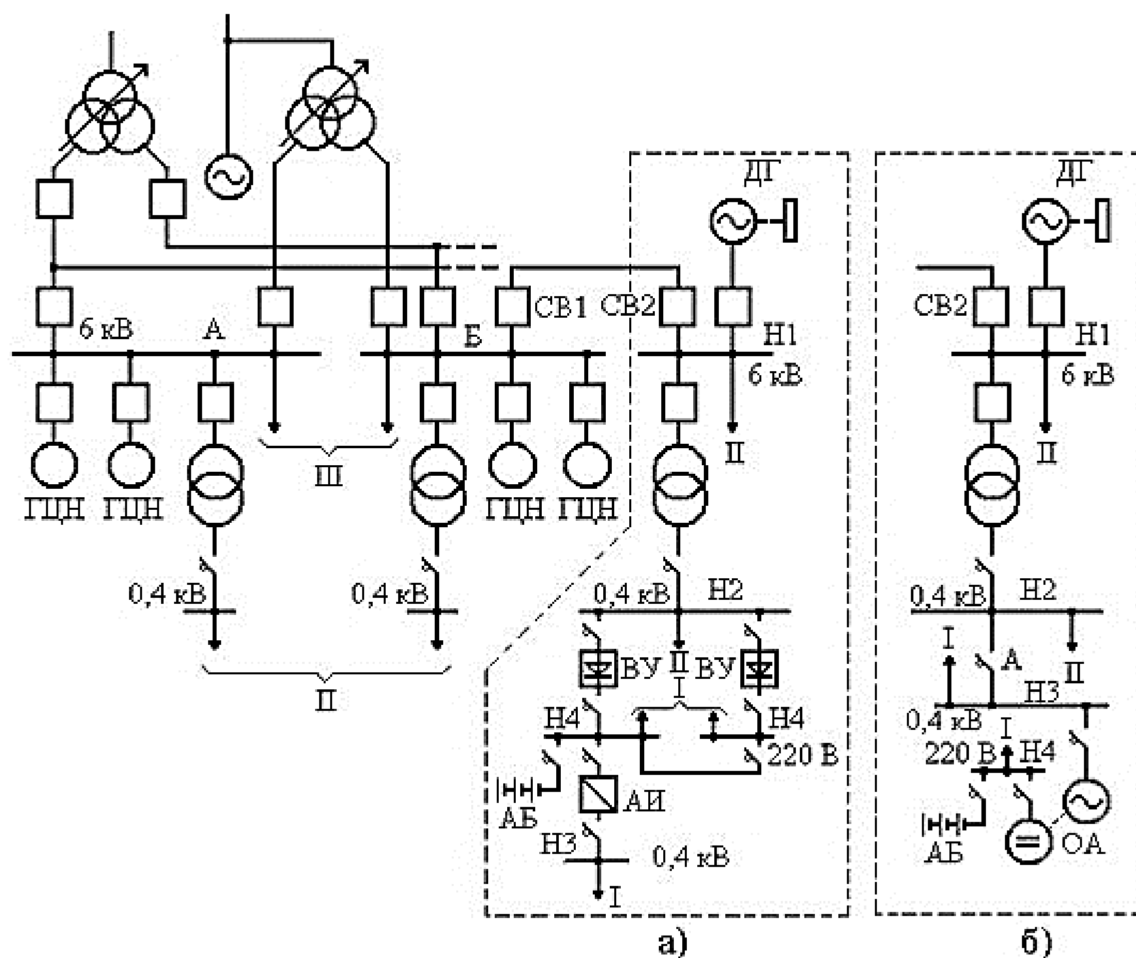


Рис. 14.3 Принципова схема електропостачання власних потреб АЕС із зв'язком між секціями змінної та постійної напруги:
а) – через випрямлячі та автоматичний інвертор; б) – через оборотний агрегат:

I, II, III – споживачі першої, другої та третьої груп; ДГ – дизель-генератор; ВУ – випрямлячі; АИ– автоматичний інвертор; ОА – оборотний агрегат; АБ – акумуляторна батарея; А та Б – секції нормального живлення; Н1, Н2, Н3, Н4 – секції живлення споживачів другої та першої груп; СВ1 та СВ2 – секційні вимикачі

Споживачі першої групи підключаються до секцій надійного живлення Н3 та Н4 напругою 0,4 кВ змінного струму та 220 В – постійного струму Автономним джерелом для цих споживачів є постійно включена АБ.

У нормальному режимі споживачі першої групи одержують електропостачання від шин надійного живлення Н2 через ВП та АИ. Зв'язок між секціями надійного живлення змінної та постійної напруги може бути здійснений оборотним агрегатом, який складається з машини постійного струму та синхронної машини, що знаходяться на одному валу.

Оборотний агрегат працює в режимі "синхронний двигун - генератор постійного струму" і є підзарядним агрегатом АБ також як і ВУ в схемі, показаній на рис. 14.3, а. При зникненні напруги змінного струму на секції Н2 синхронний двигун – генератор постійного струму автоматично автоматично відключається від секції Н3, і оборотний агрегат перетворюється на режим "двигун постійного струму – синхронний генератор ", забезпечуючи живлення споживачів першої групи на змінній напрузі від АБ.

Трансформатор живлення, випрямляч і автоматичний інвертор в комплекті з акумуляторною батареєю складають агрегат безперебійного живлення. На реакторному блоці встановлюють п'ять комплектів агрегатів безперебійного живлення: три – для трьох систем безпеки та по одному – для живлення загальноблочного навантаження та навантаження інформаційно-обчислювального комплексу. Всі агрегати безперебійного живлення працюють окремо і не мають взаємного резервування, а ті, що належать до системи безпеки, мають різні шини двигункового навантаження та навантаження управління з метою виключення впливу двигунів на систему управління.

Електропостачання електродвигунів ГЦН з великими маховими масами здійснюється від секцій А та Б (6 кВ), як і споживачів третьої групи.

При аварійному розхолодженні енергія махових мас ГЦН використовується для циркуляції теплоносія у необхідному обсязі. ГЦН з малими маховими масами при втраті живлення швидко вибігають і не можуть забезпечити аварійного розхолодження реактора. В цьому випадку застосовується схема електропостачання ГЦН, наведена на рис. 14.4.

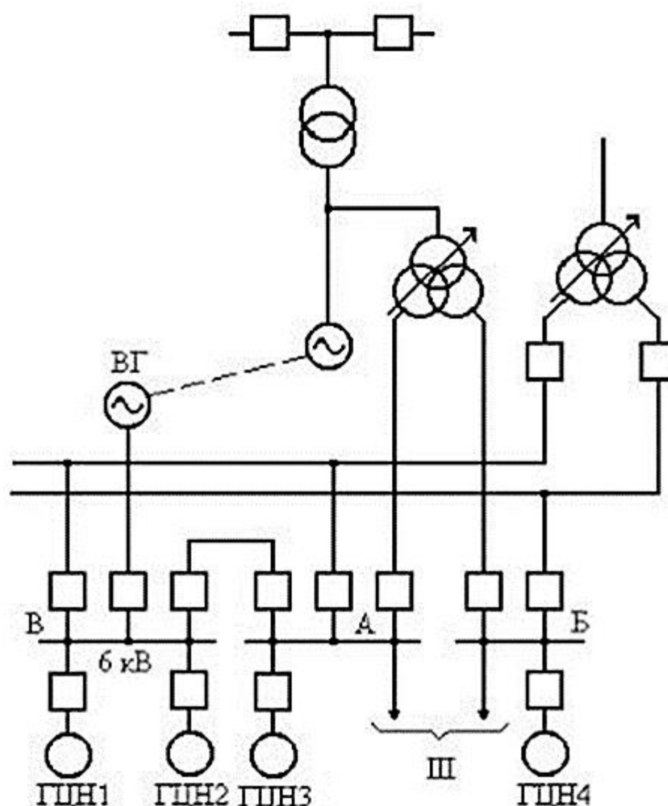


Рис. 14.4 Принципова схема електропостачання ГЦН із малими маховими масами під час використання допоміжного генератора

У нормальному режимі працюють всі чотири двигуни ГЦН1 - ГЦН4, причому ГЦН1 і ГЦН2 отримують живлення від додаткової секції (6 кВ) і забезпечують в аварійному режимі розхолодження реактора. Для цього до секції підключається допоміжний генератор (ВГ), що знаходиться на одному валу з основним генератором. Енергія вибігу турбогенератора через ВГ використовується для роботи двигунів ГЦН1 та ГЦН2. Для більш тривалої підтримки напруги на двигунах ГЦН1 та ГЦН2 при турбогенераторі, що вибігає, ВГ має багатоступінчасте форсування збудження.

Якщо на одному реакторі встановлюють два турбогенератори, то в колі приєднання до підвищуючого блокового трансформатора використовують два вимикачі, між якими підключають робочі трансформатори власних потреб (рис. 14.5).

При пошкодженнях в РУ вищої напруги генератори блоків відключаються від трансформаторів, що підвищують відповідними вимикачами, а енергія їх вибігу йде на живлення ГЦН, що забезпечують аварійне розхолодження реактора.

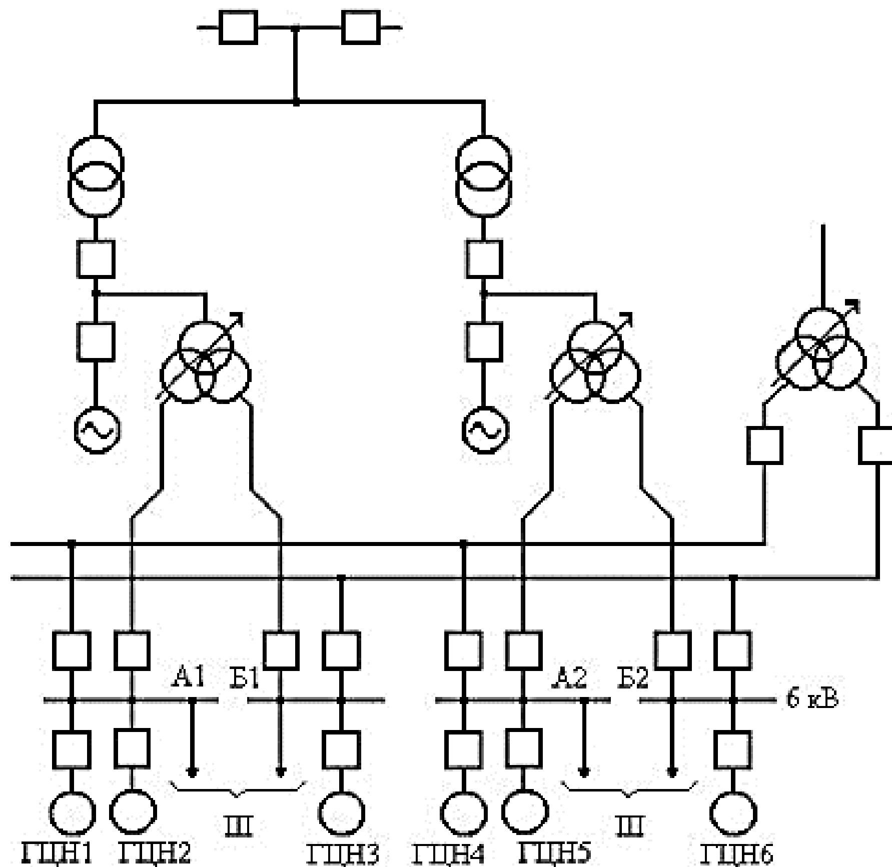


Рис. 14.5 Схема електропостачання ГЦН із малими маховими масами під час використання енергії вибігу турбогенератора

14.1.6 Схеми електропостачання власних потреб ГЕС

Технологічний процес отримання електроенергії на ГЕС значно простіше, ніж на теплових та атомних електростанціях, тому потребує значно меншої кількості механізмів ВП.

На відміну від теплових електростанцій на ГЕС відсутні великі електродвигуни напругою 6 кВ, тому розподілення електроенергії здійснюється на напрузі 0,4/0,23 кВ. Живлення с. н. виробляється від трансформаторів, приєднаних до:

- струмопроводів генератор - трансформатор без вимикача з боку генераторної напруги;

- шин генераторної напруги;
- виводів НН автотрансформатора зв'язку;
- місцевої підстанції.

Доцільність встановлення окремих трансформаторів, приєднаних до РУ 220 кВ і більше, має бути обґрунтованою.

Споживачі ВП ГЕС діляться на агрегатні (маслонасоси МНУ, насоси відкачування води з кришки турбіни, охолодження головних трансформаторів тощо) і загально стаційні (насоси технічного водопостачання, насоси відкачування води з відсмоктуючих труб, дренажні і пожежні насоси, опалення, освітлення.

Частина цих споживачів є відповідальними (технічне водопостачання, охолоджувачі трансформаторів, маслонасоси маслонапорної установки (МНУ), система пожежогасіння, механізми закриття затворів напірних трубопроводів). Порушення електропостачання цих споживачів ВП може призвести до пошкодження або відключення гідроагрегату, зниження вироблення електроенергії, руйнування гідротехнічних споруд. Такі споживачі мають бути забезпечені надійним живленням від двох незалежних джерел.

На рис. 14.6 наведено приклад схеми живлення ВП потужної ГЕС. Агрегатні ВП живляться від окремих секцій 0,4/0,23 кВ. Частина споживачів загальностанційних ВП може бути значно віддалена від будівлі ГЕС, тому виникає необхідність розподілення електроенергії на вищій напрузі (3,6 або 10 кВ).

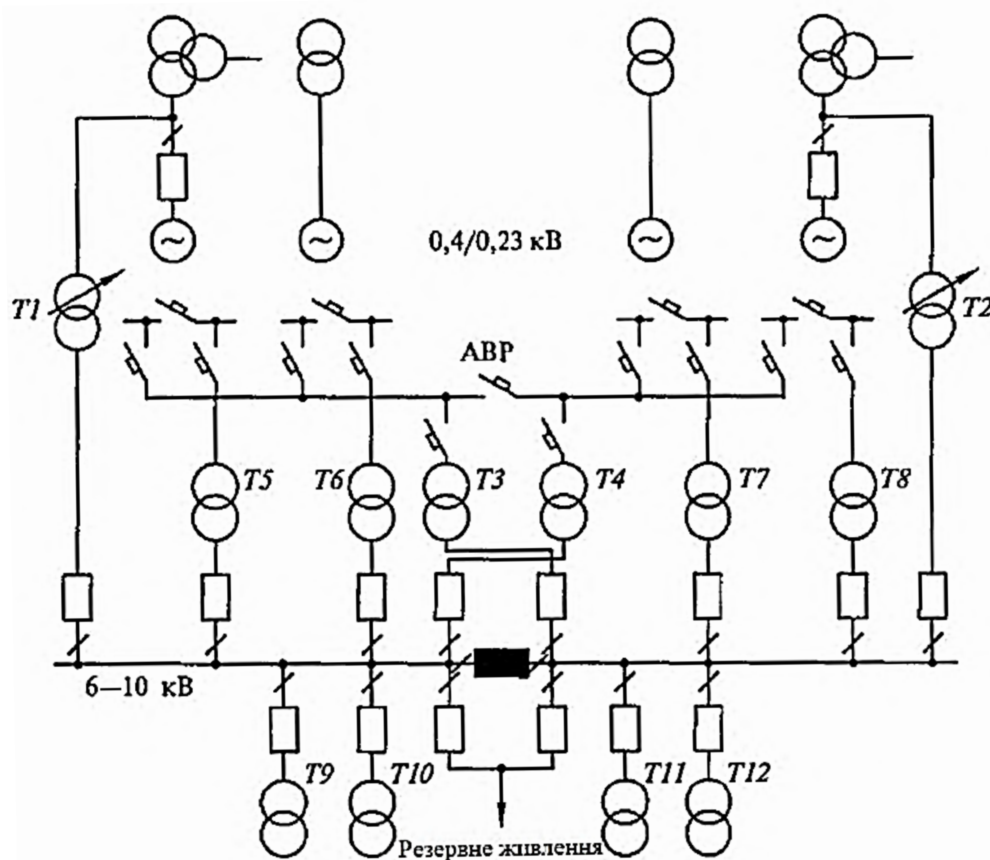


Рис. 14.6 Схема живлення ВП потужної ГЕС із загальними живильними трансформаторами

В цьому випадку передбачаються головні трансформатори с.н. *T1, T2* та агрегатні *T5 - T8*. Трансформатори *T9 - T12* служать для живлення загальностанційних навантажень. Резервне живлення секцій 6 кВ здійснюється від місцевої підстанції, що залишилася після будівництва ГЕС Резервування агрегатних ВП здійснюється від

резервних трансформаторів *Т3*, *Т4*. Відповідальні споживачі ВП, відключення яких може призвести до відключення гідроагрегату або зниження його навантаження, приєднуються до різних секцій ВП.

Потужність трансформаторів агрегатних ВП вибирається за сумарним навантаженням ВП відповідних агрегатів. Головні трансформатори (*Т1*, *Т2*) вибираються з урахуванням взаємного резервування та з можливістю їх аварійного навантаження. За великої кількості і значної одиничної потужності агрегатів знаходить застосування схема роздільного живлення агрегатних та загальностанційних споживачів. Агрегатні зборки 0,4 кВ одержують живлення від індивідуальних трансформаторів, приєднаних відпаюванням до енергоблоку. Резервування здійснюється від трансформаторів, приєднаних до РУ ВП 6-10 кВ, яке отримує живлення від автотрансформаторів зв'язку між РУВН і РУСН.

14.2 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Склад споживачів ВП підстанцій залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів типу електрообладнання. Найменша кількість споживачів ВП на підстанціях, виконаних за спрощеними схемами, без синхронних компенсаторів, без постійного чергування.

Це електродвигуни обдування трансформаторів, обігрів приводів *QR* і *QN*, шаф КРУЗ, а також освітлення підстанції. На підстанціях з вимикачами ВН додатковими споживачами є компресорні установки (для вимикачів ВНВ, ВВБ), а при постійному струмі - зарядний і підзарядний агрегати При установці синхронних компенсаторів необхідні механізми змащення їх підшипників, насоси системи охолодження *GC*.

Найбільш відповідальними споживачами ВП підстанцій є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів і *GC*, аварійне освітлення, система пожежогасіння, електроприймачі компресорної.

Потужність споживачів ВП невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живленняя від понижуючих трансформаторів.

Потужність трансформаторів ВП вибирається за навантаженнями с. н. з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності, при цьому окремо враховуються літнє та зимове навантаження, а також навантаження у період ремонтних робіт на підстанції.

Гранична потужність ТВП для підстанцій 110 - 220 кВ має бути не більше 630 кВ·А. При техніко-економічному обґрунтуванні допускається застосування трансформаторів 1000 кВ·А при $u_к$ = 8%.

Гранична потужність ТСН для підстанцій 330 кВ та вище не більше 1000кВ·А. На всіх ПС необхідно встановлювати не менше двох трансформаторів ВП.

Для однотрансформаторних ПС живлення другого трансформатора ВП виконується від місцевих мереж.

На двотрансформаторних ПС у початковий період їх роботи з одним трансформатором допускається встановлювати один робочий ТВП, при цьому другий ТВП має бути змонтований та включений до схеми ПС.

Для живлення оперативних кіл підстанцій може застосовуватися змінний та постійний струм.

Постійний оперативний струм застосовується на всіх підстанціях 330 - 750 кВ; на підстанціях 110 - 220 кВ – з числом масляних вимикачів 110 або 220 кВ три і більше; на підстанціях 110 - 220 кВ – з повітряними вимикачами. Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях 35-220 кВ без вимикачів ВН. Можливе застосування

випрямленого оперативного струму на підстанціях 110 кВ з одним або двома вимикачами ВН.

На підстанціях з оперативним змінним струмом трансформатори ВП *T1*, *T2* приєднуються відпаюванням до уводів основних трансформаторів (рис. 14.7, а). Це необхідно для можливості керування вимикачами 6 - 10 кВ за повної втрати напруги на шинах 6 - 10 кВ.

Шини 0,4 кВ секціонуються. Живлення оперативних кіл змінного струму здійснюється від шин ВП через стабілізатори *TS* з напругою на виході 220 В.

На підстанціях з оперативним постійним струмом трансформатори ВП *T1*, *T2* приєднуються до шин 6 - 35 кВ (рис. 14.7, б). Якщо немає РУ 6 - 35 кВ, то трансформатори ВП приєднуються до обмотки НН основних трансформаторів.

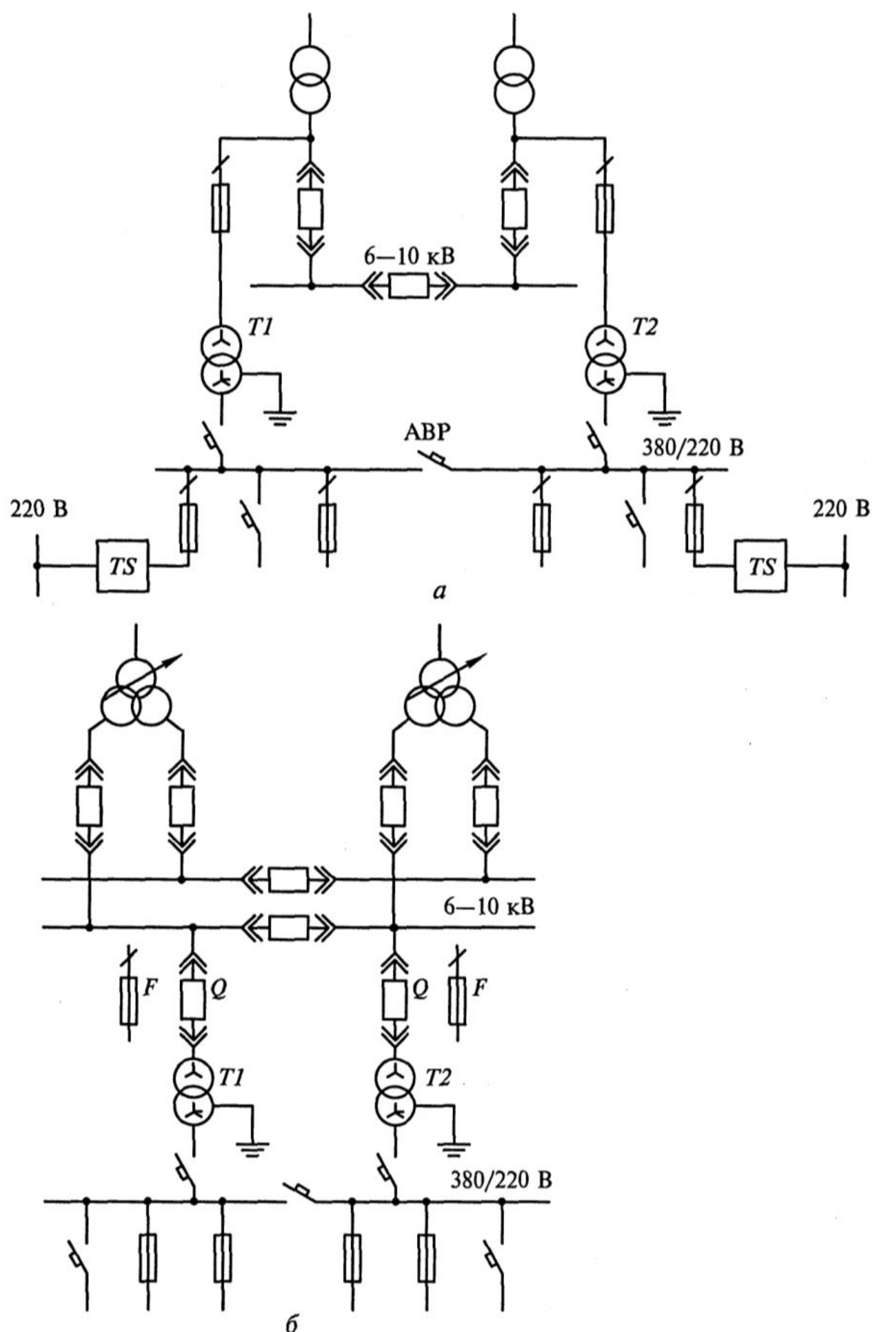


Рис. 14.7 Схема живлення ВП підстанцій:
а - з оперативним змінним струмом; б - з оперативним постійним струмом

14.3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

14.3.1 Розподіл енергії власних потреб

На тягових підстанціях встановлюють зазвичай по два трансформатори власних потреб (ТВП) з вторинною напругою 380/220 чи 220/127В потужністю 250÷400кВА, з яких кожний розраховується на повну потужність споживачів власних потреб. На опорних підстанціях 110-220кВ, масляні вимикачі яких мають потужні підігрівальні пристрої, встановлюють додатково два ТВП потужністю по 250÷400кВА спеціально для підігріву [9].

У залежності від первинної напруги тягової підстанції постійного струму ТВП підключають:

1. При напрузі 110 кВ - до різних секцій шин вторинної напруги 10 кВ силових знижуючих трансформаторів 110/35/10кВ.
2. При напрузі 35кВ - до секцій чи системам шин 35кВ.
3. При напрузі 10 кВ - до секцій РУ - 10 кВ.

На тягових підстанціях змінного струму ТВП живляться від різних секцій шин 27,5 або 10 кВ при напрузі трансформаторів 110/27,5/10 кВ.

Підключення вторинних обмоток ТВП до шин 380/220 та 220/127В однакове як для тягових підстанцій змінного, так і постійного струму.

Розподіл енергії власних потреб на підстанції показано на рис. 14.8.

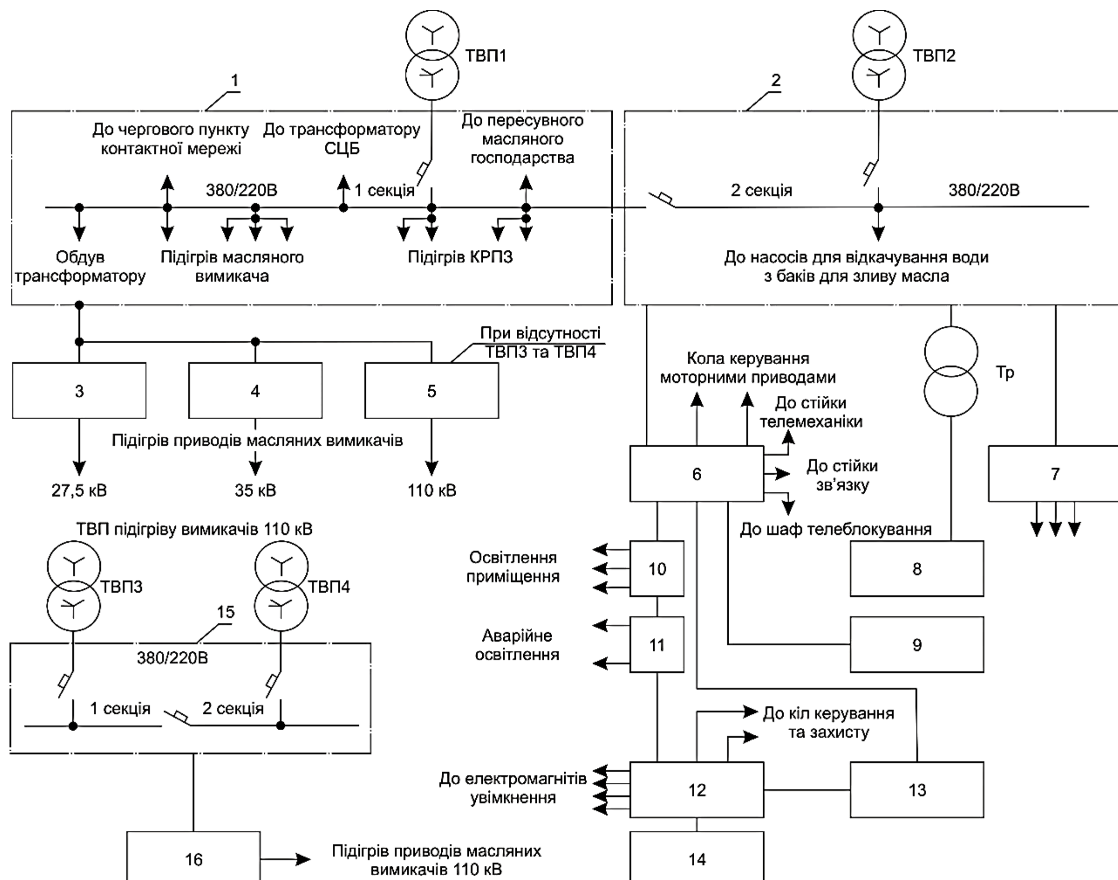


Рис. 14.8 Структурна схема живлення шаф власних потреб

На рис. 14.8 позначено:

1 та 2 - шафи змінного струму на відкритій частині підстанції;

3, 4 та 5 - шафи автоматики підігріву приводів вимикачів відповідно 27,5 кВ (тільки для підстанцій змінного струму), 35 та 110 кВ;

6 - шафа власних потреб змінного струму в будівлі підстанції;

7 - шафа опалення та вентиляції акумуляторної;

8 - шафа власних потреб змінного струму 220В в РУ - 3,3кВ (тільки для підстанцій постійного струму);

9 - дизель-генератор (резервне живлення);

10 - шафа робочого освітлення підстанції;

11 - шафа аварійного освітлення підстанції;

12 - шафа власних потреб постійного струму;

13 - зарядно-підзарядний агрегат типу ВАЗП;

14 - акумуляторна батарея;

15 - шафа підігріву масляних вимикачів;

16 - шафа автоматики підігріву приводів вимикачів 110-220кВ.

Живлення споживачів власних потреб змінного струму в РУ - 3,3 кВ (освітлення камер тощо) виконують через ізолюючі трансформатори. При такому способі живлення виключається можливість попадання напруги 3,3 кВ в кола власних потреб при пробої ізоляції в РУ - 3,3 кВ.

До шин власних потреб, крім постійних споживачів, передбачається підключення різних пересувних пристроїв (масляне господарство, випробувальна станція тощо), а також переносного електричного інструменту та зварювального трансформатора, для чого мають місце резервні фідери.

14.3.2 Живлення пристроїв СЦБ

На дорогах постійного та змінного струму живлення СЦБ здійснюють від шин власних потреб змінного струму. Напругу 220 В підвищують трансформатором ТМ-100/10кВ та подають на спеціальні шини 10 кВ, від яких по фідерах 10 кВ напруга надходить на відповідні ділянки живлення. Тобто, для живлення пристроїв СЦБ використовується ***подвійна трансформація***, яка полягає в наступному: спочатку напругу знижують до 220 В за допомогою ТВП, а потім її підвищують трансформатором ТМ-100/10 до 10 кВ. Цим виключається електричний зв’язок між збірними шинами 10 кВ (тягові підстанції постійного струму) та 27,5 кВ (тягові підстанції змінного струму) і лініями 10 кВ СЦБ (при цьому існує тільки магнітний зв’язок). Таким чином запобігається можливість підживлення місця ушкодження при КЗ на лінії СЦБ з боку збірних шин 10 кВ чи 27,5 кВ.

На шляхах постійного струму пристрої СЦБ працюють на змінному струмі частотою 50 Гц. Тому вздовж залізниці на певній відстані один від одного встановлюють трансформатори (зазвичай ОМ), які знижують напругу з 10 кВ до робочої та подають її в рейкові кола автоблокування.

На шляхах змінного струму пристрої СЦБ живляться напругою чи підвищеної (75 Гц), чи зниженої (25 Гц) частоти. Живлення СЦБ струмом промислової частоти заборонено, тому що тяговий струм тієї ж частоти може викликати помилкове вмикання сигналів. Тому напругу 10 кВ лінії СЦБ спочатку знижують лінійними трансформаторами до робочого рівня, як на шляхах постійного струму, потім перетворюють струм частотою 50 Гц у струм частотою 25 Гц за допомогою статичних перетворювачів частоти, розташованих вздовж електрифікованої залізниці.

Для електропостачання пристроїв СЦБ на тягових підстанціях монтується комплектний розподільний пристрой зовнішньої установки КРПЗ СЦБ (див. розділ 10).

Резервування живлення СЦБ здійснюється від дизель-генератора ДГА, встановленого в спеціальному приміщенні будівлі підстанції. ДГА призначений для

електропостачання пристроїв СЦБ при аварійному виході з роботи ТВП чи загалом пристроїв електричної тяги на певній ділянці. Застосування ДГА забезпечує пропуск по ділянці поїздів з різними локомотивами. Запуск ДГА - автоматичний від пристроїв, які контролюють тривалість відсутності напруги на шинах власних потреб. Для надійної роботи рекомендується періодично запускати ДГА в роботу не менше одного разу на тиждень, тривалістю не менше 15 хвилин. ДГА має наступні номінальні технічні характеристики: потужність 48÷75 кВт, напругу 230÷400 В, струм трифазний частотою 50 Гц.

Дизель-генераторний агрегат (ДГА) постачається радіатором, а також пристроями автоматичного регулювання, протиаварійного захисту та сигналізації (рис. 14.9). Дизель та генератор змонтовані на загальній основі та з'єднується один з одним еластичною муфтою. Допоміжне устаткування встановлюється над генератором на каркасі.

Після запуску ДГА може працювати протягом 8 годин при повному навантаженні, чому відповідають запаси палива масла та води. Пристрої автоматичного регулювання підтримують температуру холодної води, частоту та напругу струму в заданих межах.

Апаратура протиаварійного захисту автоматично зупиняє ДГА у випадку перевантаження генератора, короткого замикання в мережі, перегріву дизеля, зниження тиску масла, надмірного підвищення частоти обертання.

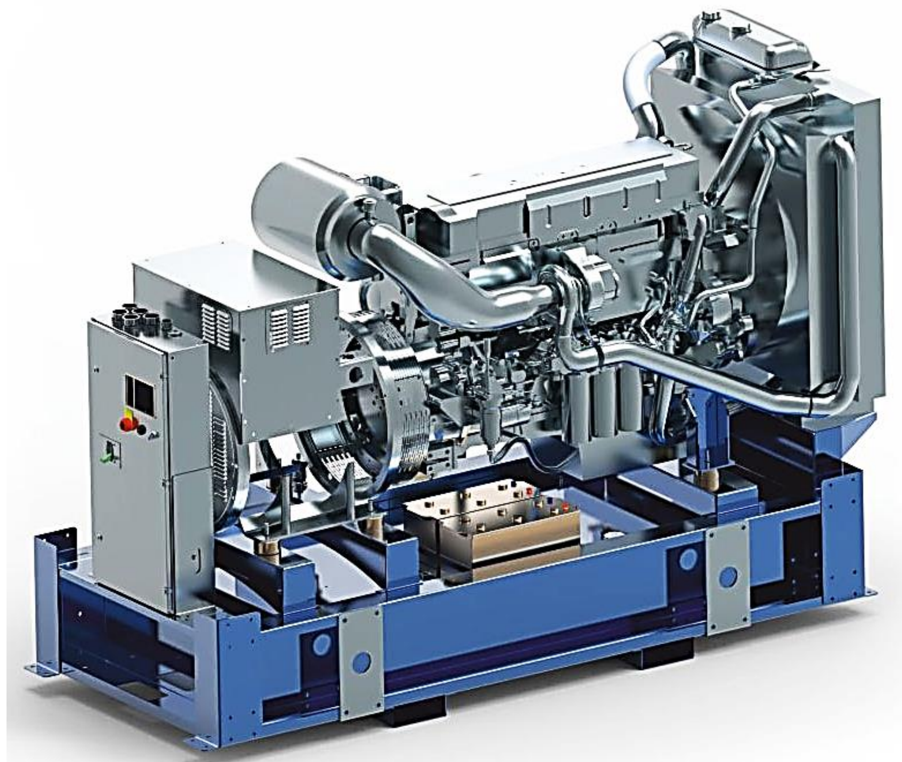


Рис.14.9 Дизель-генераторний агрегат (ДГА)

Крім того, резервування живлення пристроїв СЦБ при ушкодженнях на лінії СЦБ здійснюється від ліній повздовжнього електропостачання напругою 10 кВ при електрифікації на постійному струмі чи від ліній ДПР (два проводи - рейка) при електрифікації на змінному струмі (див. розділ 10).

14.3.3 Власні потреби тягових підстанцій модульного виконання

Власні потреби тягових підстанцій містять в собі:

- функціональний блок власних потреб змінного струму;

- функціональний блок постійного струму.

Функціональні блоки власних потреб є закінченими виробами, мають повну заводську готовність та містять в собі апаратуру комутації силових кіл 0,4 кВ 0,23 кВ, захисту, управління, автоматики, вимірювання та сигналізації, а також контролер, який входить у розподільну систему телемеханіки підстанції [10].

Блок власних потреб змінного струму призначений для приймання та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц та складається з низьковольтних розподільних шаф 0,4 кВ та шафи контролера ВП на базі ЦЗА.

Модульна, універсальна структура будови блоку дозволяє реалізувати схемо технічне, функціонально закінчене рішення:

- з одним або двома шафами уводу;
- з одним або двома шафами резервного уводу;
- з одним або двома шафами живлення ПЛ СЦБ;
- з будь-якою кількістю шаф фідерів, що відходять.

На основних приєднаннях блоку ВП використовується апаратура, яка дозволяє забезпечити видимий розрив, здійснювати безпечний ремонт та обслуговування апаратури, шин, кабелів та приєднань. Всі основні приєднання мають режими управління, як місцевий, безпосередньо з блоку ВП, так і дистанційний з операторської станції, з індикацією стану певних приєднань.

В якості джерела основного живлення власних потреб використаються трансформатори власних потреб (ТВП) потужністю до 630 кВА. В якості джерел резервного живлення можуть використовуватись:

- резервні ТВП потужність до 250 кВА;
- дизель-генератор (ДГА), який запускається в ручному або автоматичному режимі потужністю до 100 кВА;
- джерело безперебійного живлення ДБЖ (трифазне джерело безперебійного живлення) потужністю до 8 кВА.

ДГА та ДБЖ слугують ля забезпечення надійного живлення найбільш важливих споживачів, які відносять до особливої групи надійності.

В нормальному режимі увімкнений один основний увід, інший перебуває у резерві. Можлива одночасна паралельна робота двох ТВП. Для забезпечення життєздатності підстанції та живлення споживачів особливої групи система має схеми АВР, які дозволяють вмикати живлення від резервних уводів при зникненні напруги на основних уводах в аварійному режимі. Схемою передбачено електричне та механічне блокування, яке виключає можливість одночасної роботи джерел резервного та основного живлення.

До схеми загальнопідстанційної сигналізації з боку ВП виведений єдиний сигнал попереджувальної сигналізації, який об’єднує всі сигнали несправності. Енергооблік виконується з боку основних уводів ТВП та ПЛ СЦБ по 0,4 (0,23) кВ. З цією метою в шафах встановлені комплекти трансформаторів струму та вимірювальна колодка для приєднання лічильників електричної енергії. Лічильники електричної енергії розташовані в окремій шафі енергообліку, який входить до складу тягової підстанції. Для вимірювання струму, що споживається, в шафі уводу та живлення ВЛ СЦБ встановлюють амперметри.

Для приєднання фідерів, що відходять, передбачаються секції збірних шин в залежності від проекту конкретної підстанції. ШНЖ (секція шин не гарантованого живлення, яка забезпечує живлення споживачів від джерела основного живлення), ШГЖ (секція шин гарантованого живлення, яка забезпечує живлення споживачів від резервних ТВП), ШДГА (секція шин гарантованого живлення, яка забезпечує живлення споживачів від ДГА), ШДБЖ (секція шин гарантованого живлення, яка забезпечує живлення споживачів особливої категорії надійності в ДБЖ).

Силові шафи блоку ВП виконуються з використання автоматичних вимикачів, що керуються дистанційно. Автоматика, управління та телесигналізація приєднань виконується універсальним контролером.

Блок власних потреб постійного струму призначений для живлення відповідальних споживачів тягової підстанції (кола автоматики, управління та захисту). Разом з акумуляторною батареєю (АБ) та зарядно-випрямним пристроєм (ЗВП) блок створює систему безперебійного живлення споживачів постійним струмом.

Блок ВП постійного струму забезпечує вимірювання:

- напруги на шинах + ШВ та + ШУ;
- струму заряду – розряду АБ;
- струму споживання кіл + ШУ;
- опори ізоляції шин з сигналізацією їх стану.

В якості захисних елементів використовуються автоматичні вимикачі або запобіжники. Для контролю стану апаратури на фідерах, що відходять + ШВ, застосовано схема, яка має паралельно з'єднані кола, які утворені увімкненими послідовно блок- контактами апаратури з клемами з розмикачами.

Блок ВП постійного струму містить в собі:

- шафи зовнішніх розподільних приєднань, в яких розташовується вся необхідна комутаційна апаратура;
- зарядний пристрій живлення.

В якості джерела живлення використовуються два ЗВП. Режим роботи ЗВП: один – в роботі, інший – в резерві. Як правило, встановлюють ЗВП типу 2×НРТ40-220 (два ЗВП в одній шафі). В ньому забезпечується автоматичне регулювання вихідної напруги підзаряду в залежності від температури за сигналами від термодатчиків, які встановлені в приміщенні акумуляторної. На клемники ЗВП виведені кола аварійної сигналізації «Аварія ЗВП» та «Аварія АБ».

14.4 АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ ТА ЗАРЯДНО - ПІДЗАРЯДНІ ПРИСТРОЇ

14.4.1 Акумуляторні батареї (АБ)

Для живлення електромагнітних приводів вимикачів, захисту та сигналізації, автоматичних і телемеханічних пристроїв та інших пристроїв керування електроустановок застосовують змінний та постійний оперативний струм. Джерелами змінного оперативного струму є ТС, ТН та ТВП. Джерелом оперативного постійного струму є акумуляторна батарея, яка забезпечує велику надійність живлення вказаних пристроїв, тому що завжди готова до дії незалежно від стану основних агрегатів електроустановки.

Акумуляторна батарея – це декілька акумуляторів, з’єднаних паралельно або послідовно. Акумуляторна батарея комплектується з свинцево-кислотних акумуляторів. Електричний акумулятор – хімічне джерело струму багаторазової дії для накопичення енергії і автономного живлення електронних пристроїв і обладнання. Головні складові акумулятора – анод та катод. Ці два електрода ізольовані один від одного сепаратором. Сепаратори акумуляторів - це мікропористі мембрани, поміщені між негативними та позитивними пластинами свинцево-кислотних акумуляторів для запобігання будь-якому контакту між ними, щоб уникнути внутрішнього короткого замикання, але водночас забезпечити вільну циркуляцію електроліту.

У аварійних режимах АБ повинні забезпечити роботу обладнання протягом 1 години з необхідним рівнем напруги. При експлуатації АБ повинна бути забезпечена її тривала надійна робота і необхідний рівень напруги на шинах постійного струму в

нормальних і аварійних режимах, а так само необхідно забезпечити рівень напруги у споживачів (наприклад: напруги на соленоїдах включення і відключення вимикача).

Всіх споживачів енергії, які отримують живлення від АБ, можна розділити на три групи:

- постійно включене навантаження: постійно включене аварійне освітлення, пристрої управління, сигналізації і релейного захисту, які постійно обтікаються струмом;
- тимчасове навантаження, що з'являється при зникненні змінного струму: аварійне освітлення, резервні джерела живлення зв'язку і т. п. Тривалість даного навантаження визначається тривалістю аварії;
- короткочасне навантаження - це навантаження що створюється струмами включення, відключення приводів комутаційних апаратів (соленоїди включення вимикачів), пристроїв управління, сигналізації та захисту.

Основна група елементів АБ живить постійно включене навантаження, кінцеві елементи послідовно підключені до основної групи і призначені для покриття пікових короткочасних навантажень.

Свинцево-кислотні акумулятори. Електричний акумулятор являє собою електромеханічний апарат (накопичувач енергії), в якому спочатку електрична енергія накопичується в певний запас хімічної енергії, а потім хімічна енергія, яка запаслася, перетворюється в електричну.

Свинцево-кислотний одиничний акумуляторний елемент складається з однієї позитивної та однієї негативної свинцевих пластин, розташованих у посудині 1 (рис. 14.10, а) з електролітом (водяний розчин сірчаної кислоти) густиною $1{,}2 \div 1{,}21 г/см^3$.

Позитивні пластини виготовляють із чистого свинцю, для збільшення поверхні їм надають ребристу форму. Негативна пластина являє собою свинцево – сурем'яну решітку, заповнену активною масою (рис. 14.10, б). Для захисту від випадіння активної маси на обидва боки негативної пластини накладають перфоровані листи з свинцю.

Позитивні пластини (рис. 14.10, в) відливають із чистого свинцю; для збільшення робочої поверхні їм надають ребристу форму.

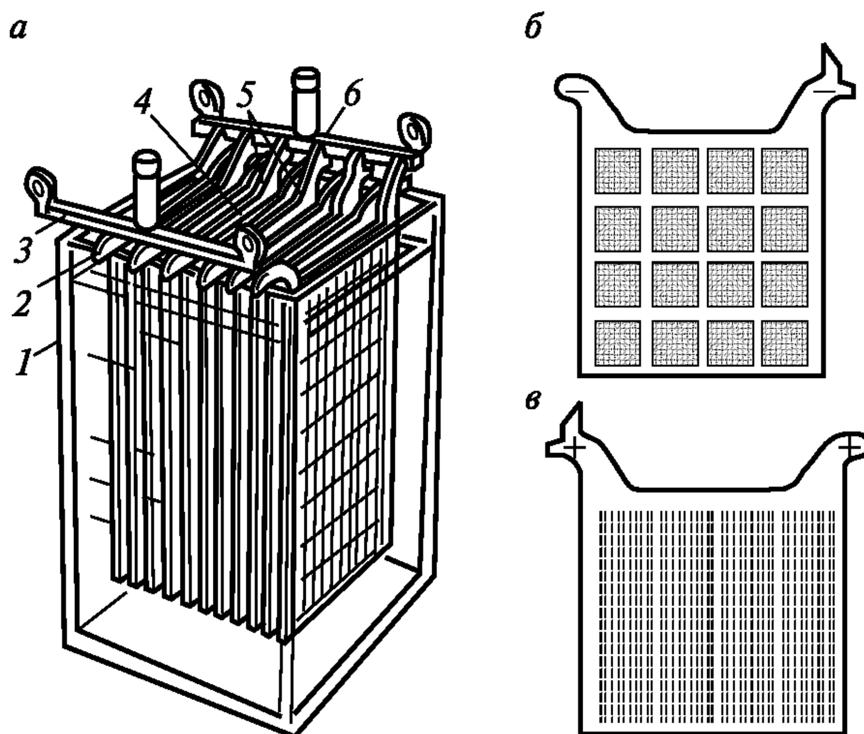


Рис. 14.11 Свинцево-кіслотний акумулятор

Номер акумуляторної батареї кратний числу позитивних пластин у посудині, в якій розташована певна кількість паралельно з'єднаних одиничних елементів. Кожна позитивна пластина 4 розташована між двома негативними 5. Середні позитивні та негативні пластини мають по дві активні сторони, а крайні негативні - тільки одну активну сторону. Це роблять з метою утворення однакових умов роботи позитивних пластин. Таким чином, число негативних пластин завжди на одну більше позитивних. Пластини кожної полярності спаюють з'єднувальними смугами 3 та 6 у дві ізольовані групи та виступами 2 вільно спирають на краї посудин. Для запобігання КЗ між позитивними та негативними пластинами встановлюють скляні трубки, ебонітові прокладки. Пластини розташовують в посудині так, щоб вони не дотикалися її дна, тому що в протилежному випадку при випадінні активної маси на дно посудини між ними також може статися КЗ. Для зменшення винесення електроліту пухирцями газу, який виділяється при зарядці акумулятора, кожна судина закривається покривним склом. Скло повинне бути встановлене під нахилом, для того щоб електроліт стікав в акумуляторний елемент. Електроліт, що принаджується пухирцями газу, осідає на нижній стороні скла і стікає зворотно в судинуЄмність акумуляторної батареї визначається її номером, тобто ємність акумуляторних батарей, зібраних з одиничних елементів СК-1 (стаціонарний для короткочасного розряду), визначається множенням ємності елемента СК-1 при відповідній тривалості розряду на номер батареї.

Наприклад, ємність акумуляторної батареї СК-6 (N=6) при 10-годинному розряді буде:

$$Q_{ск\text{-}6}=Q_{ск\text{-}1}\cdot N=36\cdot 6=216 \text{ А}\cdot\text{год.},$$

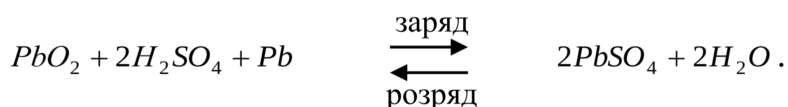
де $Q_{ск\text{-}1}$ - ємність одиничного елемента СК-1 при 10-годинному розряді, яка є номінальною ємністю акумуляторного елемента СК-1;

N - номер акумуляторної батареї.

З свинцево-кислотних елементів типу СК-1 збирають акумуляторні батареї на 110 та 220 В.

Число послідовно з'єднаних банок - елементів у батареї визначається напругою одного елемента та необхідною напругою акумуляторної батареї. З'єднані паралельно-послідовно елементи акумуляторної батареї заливають електролітом та піддають електрохімічній обробці (формовці), в результаті чого у зарядних позитивних пластин утворюється перекис свинцю PbO_2, а у негативних - губчастий свинець Pb.

Процес заряду та розряду акумуляторної батареї являє собою обернену реакцію:



$$PbO_2 + 2H_2SO_4 + Pb \underset{\text{розряд}}{\overset{\text{заряд}}{\rightleftarrows}} 2PbSO_4 + 2H_2O\,.$$

Реакція розряду супроводжується розпадом розчину сірчаної кислоти на іони водню H_2, які прямують до позитивної пластини, та іони сірчанокислого залишку SO_4, які прямують до негативної пластини. На обох пластинах утворюється сірчанокисле з'єднання свинцю $PbSO_4$та виділяється вільна вода, що знижує концентрацію електроліту. Реакція заряду здійснюється при проходженні струму через акумуляторну батарею від стороннього джерела постійного струму, підключеного до затискачів батареї однойменної полярності.

Напруга, яка підводиться від зовнішнього джерела живлення до акумуляторної батареї, повинна дорівнювати ЕРС елемента та внутрішній втраті напруги в ньому. При підвищенні густини електроліту, збільшується ЕРС елемента та зменшується внутрішній опір. Заряд вважають закінченим, якщо при не відключеному заряджаючому джерелі живлення напруга на елементі встановилася 2,15 В і густина електроліту 1,2-1,21 г/см^3.

Розряд супроводжується зменшенням густини електроліту та ЕРС елемента і збільшенням його внутрішнього опору. Розряд акумуляторної батареї дозволяється до 1,95-1,97 В на елемент.

Робота кислотного акумулятора при розряді базується на властивостях електрохімічної реакції перетворювання активної маси «чистого» свинцю та його двоокису, занурених у водяний розчин сірчаної кислоти, у малоактивні з`єднання сульфата свинцю. При заряді акумулятора здійснюється генерацію кисню на поверхні позитивної пластини та з`єднання його з воднем на поверхні негативної пластини. Тому конструкція нових типів акумуляторів передбачає вільне переміщення кисню через робочу масу матеріалу пластин та електроліт, що збільшує швидкість гідро генерації та зменшує газоутворення та втрати води. Таким чином зниження газоутворення є основою герметизації акумуляторів, крім того це дозволило сконструювати акумулятори з мінімальним об`ємом електроліту. Прикладом можуть слугувати акумулятори, в яких електроліт зосереджений в капілярах та між нитками скло волоконної маси. Іншим різновидом таких елементів є желейні акумулятори, в яких електроліт доданий «згущувач» на основі кремнію. Залізообразний електроліт не змінює основних властивостей акумуляторів, але впливає на певні характеристики, які пов`язані зі швидкістю процесів генерації та регенерації газів, тобто на динамічні показники акумуляторів.

За конструктивними особливостями сучасні акумулятори поділяють на дві великі групи – закритого типу та герметичні. В кожній групі існують «свої» модифікації, які характеризуються певними відмінностями.

Конструкція не герметичних акумуляторів передбачає технологію виготовлення, яка подібна з відкритими акумуляторами, але забезпечує зниження випаровування води. Гази, що виділяються при заряді-розряді збираються в резервуарі під шаром електроліту.

Широке розповсюдження на практиці отримала «прозора» конструкція кислотних акумуляторів. Вона практично єдина для всіх виробників. Корпус акумулятора виготовляється з прозорого та міцного матеріалу, у верхній частині корпуса мається транспортна (заливна) пробка. У закритому стані ця пробка забезпечує газообмін внутрішньої порожнини акумуляторного елемента з довкіллям. Після вилучення пробки забезпечується доступ до поверхневого шару електроліту та до верхніх частин пластин.

Завдяки такій конструкції можна:

- візуально контролювати рівень електроліту в кожному елементі батареї та його чистоту;
- визначати сульфітацію торців пластин;
- спостерігати «кипіння» електроліту при заряді;
- перевіряти аерометром щільність електроліту;
- робити відбір електроліту на лабораторний аналіз.

Але при цьому немає можливості спостерігати сульфітацію та короблення внутрішніх пластин, порівнювати та вимірювати, робити аналіз нижніх шарів електроліта, хоча в технічній документації вказується, що склад електроліта, сульфітація та деформація пластин в середині об'єму акумуляторного елемента різні.

Всі закриті негерметичні акумулятори можна умовно поділити на два типи:

- конструкція з надлишковим об'ємом електроліту, яка забезпечує запас на «випікання», так що доливання електроліта необхідно один раз на рік;
- конструкція з доливанням води – аналогічна закритій конструкції але передбачає у доповнення наявність резервуара з дистилірованою водою, який повинен мати мірний клапан. При зниженні рівня електроліту клапан відкривається і здійснюється поповнення акумуляторного бака.

Всі сучасні негерметичні конструкції не розраховані на розбирання та ремонт.

Нормальний розрядний режим наводиться в основному таблицями залежності ємності від струму розряду при кінцевій напрузі, що задається. Деякі виробники дають розрядникові залежності, тобто залежності напруги елемента (батареї) від часу розряду для різних струмів розряду. Цей режим характеризується кінцевою напругою розряду та розрядним струмом в долях від номінальної ємності формула $C= I·t$. Номінальною ємністю виробники рахують ємність (С), яка віддається при 10-и годинному розряді (C_{10}). Таким чином, струм 10-годиного розряду позначаються – $I = 0.1C$ або $i = C_{10}$.

На відміну від негерметичних акумуляторів герметичні акумулятори виготовляються з непрозорого матеріалу (пластмаси). На верхній кришці розташовані вихідні клеми та регулюючий клапан. Часто регулюючий клапан закритий декоративно – захисною панеллю і виявити його складно. Регулюючий клапан має принципову відмінність від пробки не герметичного акумулятора, хоча в деяких моделях має вигляд заливної пробки. Заміна та поповнення електроліту в герметичних акумуляторах не можливі. Також неможливий контроль щільності електроліту та сульфітації пластин.

Регулюючий клапан здійснює однобічне пропускання газів з баку акумулятора на зовні, що запобігає проникненню домішок в середину бака. Надлишковий тиск, який утворюється в середині бака регулюється клапаном та сприяє протіканню процесів рекомбінації газів. Крім того, клапан виконує захисну функцію – запобігає руйнуванню бака підвищеним внутрішнім тиском при «кипінні» електроліту.

Герметичні акумулятори відрізняються засобом абсорбції (зв`язування) електроліту та газів. Виділяють два типу зв`язування електроліту:

- пропитування мікропористого (скловолоконного) сепаратора сірчанокислотним електролітом. Капілярна структура сепаратора запобігає витіканню електроліту;
- електроліт залізообразним силіконом нетекучої та в`язкої консистенції. Сепаратор в цьому випадку виготовляється аналогічно класичним акумуляторам.

Заряд при постійній напрузі герметичних акумуляторних батарей, наприклад серії ESPACERG, здійснюється при напрузі (2,27 ± 1%) В елемент при температурі +20ºС.

Початковий струм заряду повністю розрядженої батареї повинен складати не більше 0,3 C_{10} (C_{10} – ємність акумулятора відповідного типу при десятигодинному розряді). Акумулятори рахуються повністю зарядженими, якщо величина зарядного струму не перевищує 0,08А на 100А·год номінальної ємності при температурі (20 ± 5) ºС.

Акумулятори типу OpzV (рис. 14.11) – це герметичні акумулятори, з клапаном для регулювання газовиділення, що не обслуговуються на протязі всього строку служби. В OPzV технологія гелевого акумулятора поєднується з трубчастими пластинами: завдяки трубчастій платині знижується маса і зменшуються габарити, при цьому характеристики залишаються високими. Використання гелевого електроліту забезпечує стійкість до глибокого розряду: навіть після того, як акумулятор довго залишатиметься повністю розрядженим, його можна буде зарядити на повну ємність.

Акумулятори типу OpzV призначені для комплектування батареї, які використовуються в якості джерела постійного струму на електричних станціях та підстанціях. Саморозряд акумуляторів не перевищує 0,1% ємності на добу.

Акумулятори складаються з блоку електродів, які розташовані в герметичному баку. Електролітом слугує розчин сірчаної кислоти у вигляді гелю. Блок електродів складається з позитивних ріщітчастих пластин, поділених між собою сепараторами. Крайніми в блоці є негативні електроди, товщина яких менше внутрішніх негативних електродів. Пластини виготовляються з спеціального сплаву без сурьми шляхом легирування. Полюси та вентилі виконуються так, що кисень з довкілля не потрапляє в середину акумулятора. Послідовне з`єднання акумуляторів у батарею виконується з`єднувальними проводами, які мають на обох кінцях гумові кришки для закриття полюсів.

Умовне позначення акумуляторів можна розшифрувати наступним чином: наприклад, 40pzV200WE: 4 – кількість позитивних пластин; OpzV – стаціонарний, свинцевий, гермитизований, що не обслуговується; 200 – номінальна ємність, А·год; WE – універсальне виконання.

Акумулятори типу ESPACERG, HJ, FG (рис. 14.12**)** призначені для застосування в приміщеннях з комутаційною апаратурою та диспетчерським обладнанням. В акумуляторі з рекомбінацією газу активна речовина пластин, сплави, що використовуються в виробництві пластин, та зв`язуючі активну речовину вступають у хімічну реакцію, в результаті чого здійснюється виділення кисню на позитивних пластинах.

Внутрішня будова елементів акумулятора таке, що дозволяє кисню в результаті проникнення через сепаратор досягати негативних пластин. В результаті хімічної реакції з пористим свинцем негативної пластини утворюються оксид свинцю. Сірчана кислота, яка входить до складу електроліту, реагує з цим оксидом свинцю та утворює сульфат свинцю та воду. Утворений таким чином сульфат свинцю при електрохімічному впливі розпадається, та знову утворюється свинець та сірчана кислота. Ця рівновага буде підтримуватись до тих пір, поки батарея знаходиться у повністю зарядженому стані.

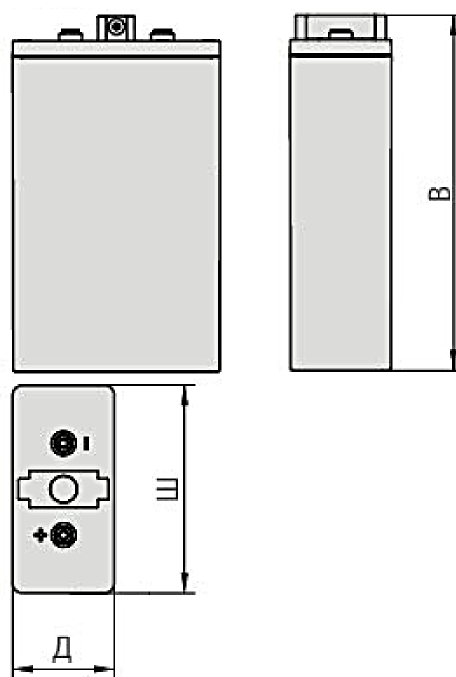


Рис. 14.11 Елемент батареї серії Opz

Робота батареї без виділення газів дозволяє встановлювати їх в електричні шафи або на стєлажи в приміщеннях з основним технологічним обладнанням. Відсутність спеціальних акумуляторних приміщень та штучної вентиляції для батареї дозволяє зменшити виробничі площі і, як слідство, веде до зниження вартості проектів. Акумуляторні батареї серії ESPACERG можна використовувати як при короткочасних розрядах великим струмам, так і при тривалих розрядах з віддаванням великої ємності.

Акумулятори не потребують додаткового доливання дистилірованої води в електроліт та можуть працювати в герметичному стані на протязі всього строку служби.

Умовне позначення акумуляторів можна розшифрувати наступним чином: наприклад, ESPACE6RG1400LDHAM: ESPACE – серія акумулятора; 6 – номінальна напруга, В; RG – акумулятор, що не обслуговується, герметичний, з рекомбінацією газу; 140 – номінальна ємність, А·год; 0LDHAM – назва фірми виробника.

Експлуатація акумуляторів батареї повинна здійснюватись в режимі постійного підзаряду з напругою (2,27В*n)±1% при температурі +20ºС, де n – кількість елементів.

При модернізації тягових підстанцій через міркування зниження капітальних витрат на придбання акумуляторних батарей більш доцільні акумулятори типу СК, а при проектуванні та монтажі нових тягових підстанцій необхідно передбачити придбання нових акумуляторних батарей з рекомбінацією газів.

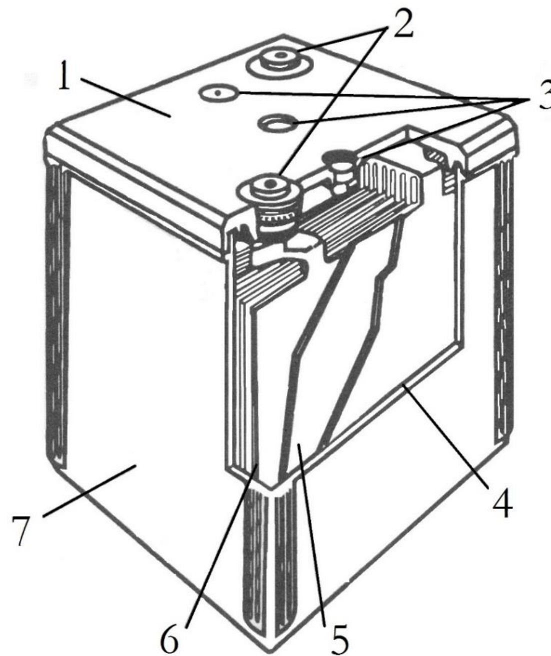


Рис. 14.12 - Елемент батареї ESPACE RG:

1 – кришка з акриллонитрилстирина (ABS); 2 – борн з включенням міді (для збільшення електропровідності); 3 – система аварійного виходу газів; 4 – негативна пластина; 5 – сепаратор; 6 – позитивна пластина; 7 – корпус з акриллонитрилстирина підвищеної міцності до ударів і вібрації.

Режим роботи акумуляторної батареї. Під режимом роботи акумуляторної батареї розуміють метод її заряду та метод розряду. На сучасних електроустановках використовують метод "постійного підзаряду". Сутність цього методу полягає в тому, що спочатку акумуляторну батарею заряджають від двох ЗПП (ЗПУ) до відповідної величини ємності та стійкої напруги 2,15 В на один елемент; після цього акумуляторна батарея та один ЗПП (ЗПУ) працюють паралельно на навантаження підключених споживачів. Потребу в енергії постійно приєднаних до шин споживачів: сигналізаційної апаратури, тримаючих котушок швидкодіючих вимикачів та пристроїв автоматики - задовольняє в основному ЗПУ. Акумуляторна батарея починає діяти тільки при штовхаючих навантаженнях у момент увімкнення масляних чи швидкодіючих вимикачів і практично повністю покриває їх, втрачаючи при цьому частину ємності та знижуючи напругу на кожний елемент. Після закінчення штовхаючого навантаження ЗПП (ЗПУ) одночасно з живленням постійно приєднаних споживачів поповнює ємність батареї. Таким чином, при режимі постійного підзаряду акумуляторна батарея завжди вступає в аварійний режим роботи повністю зарядженою.

Під час аварійного відключення чи при відключенні підстанції від електропостачаючої системи для проведення планових ремонтних робіт (гасіння підстанції) акумуляторну батарею відключають від ЗПП (ЗПУ) і вона розряджається на приєднані до неї споживачі - сигналізаційну апаратуру, аварійне освітлення, пристрої автоматики та телемеханіки, тримаючі котушки швидкодіючих вимикачів тощо,

знижуючи при цьому напругу на елементах. При відновленні напруги на шинах власних потреб змінного струму елементи, які розрядилися, неодмінно ставлять на заряд, який виконують у такій послідовності: заміряють напругу на батареї; вмикають обидва ЗПП (ЗПУ); піднімають напругу ЗПП (ЗПУ) на 2÷3 В вище напруги елементів батареї, які розрядилися; заряд продовжують до тих пір, поки на всіх елементах встановлюється однакова напруга - 2,15 В, і струм заряду дорівнює струму постійного підзаряда, що свідчить про відновлення витраченої ємності.

Якщо в процесі експлуатації густина електроліта в сосудах елементів буде менше чи більше 1,2-1,21г/см^3, то в першому випадку в посудину доливають електроліт з необхідною густиною, а у другому - дистильовану воду. Доливання дистиьіованої води здійснюють тільки в придонну (нижню) частину посудини елемента батареї за допомогою скляної, гумової чи поліетиленової трубки. При цьому необхідно слідкувати, щоб навіть краплина води не потрапила на електроліт зверху; доливання дистильованої води зверху категорично заборонено. Доливання дистильованої води та електроліту здійснюють при вимкненій батареї. Густина електроліту в усіх елементах батареї повинна бути однаковою, в іншому випадку на елементах батареї будуть різні напруги.

Експлуатаційні вимоги до акумуляторних батарей наступні:

Установлювати кислотні та лужні АБ в одному приміщенні забороняється.

Стіни й стеля приміщення акумуляторної, двері та віконні рами, металеві конструкції, стелажі та інші частини повинні бути пофарбовані кислотостійкою (лугостійкою) фарбою, що не містить спирту. Вентиляційні короби та витяжні шафи повинні бути пофарбовані як із зовнішнього, так і з внутрішнього боку. На вікнах повинно бути вставлене матове або покрите білою фарбою скло.

Для освітлення приміщень АБ необхідно застосовувати лампи розжарювання, установлені у вибухозахищеній арматурі. Один із світильників повинен бути приєднаний до мережі аварійного освітлення. Вимикачі, штепсельні розетки, запобіжники й автоматичні вимикачі потрібно розташовувати поза акумуляторним приміщенням. Освітлювальна електропроводка повинна бути виконана проводом з кислотостійкою (лугостійкою) оболонкою. Рівень освітленості приміщень АБ повинен відповідати вимогам будівельних норм і правил. Під час проведення монтажних, ремонтних та інших робіт у приміщеннях АБ освітленість на робочому місці повинна бути не менше ніж 200 лк.

Електроліт – це водний розчин сірчаної кислоти. Для його приготування застосовуються концентрована сірчана кислота і дистильована вода. Для долиття використовується розчин густиною 1,18 г/см^3. На кожен літр дистильованої води використовують 329,2 г або 179 см^3 концентрованої сірчаної кислоти. Кислоту вливають тонкою безперервною цівкою, при одночасному перемішуванні розчину скляною паличкою. Рівень електроліту повинен бути на 10-16 мм вищим від рівня пластин для запобігання їх сульфатації. Електроліт в процесі експлуатації постійно забруднюється шкідливими домішками, які заносяться з дистильованою водою.

Доливка АБ, як правило, проводиться дистильованою водою. Доливка електролітом густиною 1,18 г/см^3 дозволяється тільки для поповнення втрат електроліту при відборі проб або у випадках, коли у повністю заряджених елементів густина його нижча 1,20 г/см^3. Доливку електролітом можна проводити після того, як буде встановлено, що зниження густини електроліту викликано не К.З., сульфатацією, недозарядом, забрудненою водою. Проводити доливання води в елементи АБ потрібно в придонну частину елементів при допомозі опущених в банку пластмасових трубок.

Категорично заборонено доливати в елементи АБ концентровану сірчану кислоту. Під час розряду доливати воду чи електроліт в елементи АБ забороняється.

В нормальних умовах за наявності скляних покривок і правильної експлуатації переважно доливається дистильована вода.

Коли доливку виконано вкінці заряду, то останній повинен тривати ще щонайменше півгодини для кращого перемішування води та електроліту.

Рівень електроліту в кислотних АБ повинен бути:

- вище верхнього краю електродів на 10-15 мм для стаціонарних акумуляторів з поверхнево-коробчастими пластинами типу СК;
- у межах 20-40 мм над запобіжним щитком для стаціонарних акумуляторів з намазними пластинами типу СН.

Густина кислотного електроліту за температури 20 град. повинна бути:

- для акумуляторів типу СК - (1,205 +- 0.005) г/куб.см;
- для акумуляторів типу СН - (1,24 +- 0,005) г/куб.см.

Для приготування кислотного електроліту слід застосовувати сірчану кислоту та дистильовану воду. Дистильована вода повинна бути перевірена на відсутність хлору та заліза. Якість води та кислоти повинна засвідчуватися заводським сертифікатом або протоколом хімічного аналізу, проведеного відповідно до вимог стандартів.

Приготування кислотного електроліту і приведення акумуляторної батареї до робочого стану повинні здійснюватись відповідно до вказівок інструкції заводу-виробника.

Лужні акумулятори під час збирання в батарею повинні бути з'єднані в послідовне коло за допомогою стальних нікельованих міжелементних перемичок.

Акумуляторні лужні батареї повинні бути з'єднані в послідовне коло за допомогою перемичок з мідного проводу. Рівень електроліту натрій-літієвих і калій-літієвих заряджених акумуляторів повинен бути на 5-10 мм вище від верхнього краю пластин.

Для приготування лужного електроліту слід застосовувати: гідроксиди калію або гідроксиди натрію, гідроксиди літію та дистильовану воду, які відповідають чинним стандартам. Під час приготування лужного електроліту та приведення АБ до робочого стану повинні бути виконані вказівки інструкції заводу-виробника.

Для зменшення випару банки АБ відкритого виконання повинні бути накриті пластинами зі скла або іншого прозорого ізоляційного матеріалу, які б спирались на виступи (напливи) пластин АБ. Матеріал пластин не повинен вступати в реакцію з електролітом. Для акумуляторів з розмірами банки більше ніж 400 х 200 мм можна застосовуватинакривні пластини з двох або більше частин.

Елементи АБ повинні бути пронумеровані. Великі цифри наносяться на лицьову вертикальну стінку посудини кислотостійкою (лугостійкою) фарбою. Першим номером у батареї позначається елемент, до якого приєднується позитивна шина.

Кислотні батареї типу СК і СН, що працюють в режимі постійного під зарядження, потрібно експлуатувати без тренувальних розряджень і періодичних вирівнювальних перезаряджень. Залежно від стану батареї, але нерідше ніж один раз на рік, необхідно проводити вирівнювальне зарядження (дозарядження) батареї до досягнення значення густини електроліту. Тривалість вирівнювального зарядження залежить від технічного стану батареї і повинна тривати не менше ніж 6 год. Для інших типів АБ вирівнювальне зарядження виконують згідно з інструкцією заводу-виробника. Вирівнювальне перезарядження всієї батареї або окремих її елементів необхідно здійснювати тільки за потреби.

Контрольне розрядження батарей проводять за необхідності (один раз на один-два роки) для визначення їх фактичної ємності (у межах номінальної ємності).

Працездатність АБ на підстанціях перевіряється за спадом напруги під час короткочасних (не більше ніж 5 с) розряджень струмом кратністю 1,5-2,5 від величини струму одногодинного розрядження (струмом поштовху), яку виконують один раз на рік. Напругаповністю зарядженої справної батареї в момент поштовху не повинна знижуватися більше ніж на 0,4 В на елемент від напруги в момент, що передує поштовху струму.

Значення струму розрядження кожного разу повинно бути таким самим. Результати вимірювань під час контрольних розряджень необхідно порівнювати з результатами вимірювань попередніх розряджень. Заряджати розряджати АБ дозволяється струмом не вище максимального дляданої батареї. Температура електроліту наприкінці зарядження не повинна перевищувати 40 град. Для акумуляторів типу СК та 35 град. для акумуляторів типу СН.

На дверях приміщення АБ повинні бути написи: "Акумуляторна", "Вогненебезпечно", "Палити заборонено". На дверях приміщень витяжної вентиляції АБ необхідно вказати клас вибухонебезпечної зони (2).

Потужність і напруга зарядного пристрою повинні бути достатніми для зарядження АБ до 90% ємності протягом не більше ніж 8 год.

Підзарядний пристрій повинен забезпечувати стабілізацію напруги на шинах постійного струму з відхиленнями не більше ніж 2%. Випрямні установки, які використовують для зарядження та підзарядження АБ, повинні бути під'єднані з боку змінного струму через розділювальний трансформатор. Додаткові елементи АБ, які не постійно використовують у роботі, повинні мати окремий пристрій для зарядження. Ці елементи експлуатують у режимі постійного підзарядження.

Порядок експлуатації системи вентиляції в приміщенні акумуляторної батареї з урахуванням конкретних умов повинен бути визначений виробничою інструкцією споживача. Припливно-витяжна вентиляція приміщення АБ повинна бути ввімкнена перед початком зарядження та вимкнена після повного відведення газів, але не раніше ніж через 1,5 год після закінчення зарядження.

Для АБ необхідно передбачити блокування, що унеможливлює зарядження батареї з напругою більше ніж 2,3 В на елемент при вимкненій вентиляції.

Напругу на шинах оперативного постійного струму за нормальних умов експлуатації дозволяється підтримувати на 5% вище від номінальної напруги струмоприймачів.

Усі збірки і кільцеві магістралі постійного струму повинні бути забезпечені подвійним живленням.

Опір ізоляції АБ вимірюють за спеціальною програмою не рідше ніж один раз на три місяці. Залежно від номінальної напруги АБ він повинен бути рівним значенням, наведеним у **табл. 14.1.**

Таблиця 14.1- Опір ізоляції акумуляторних батарей

Напруга акумуляторної батареї, В	220	110	60	48	24
Опір ізоляції не менше кОм	100	50	30	25	15

За наявності пристрою для контролю ізоляції на шинах постійного оперативного струму він повинен діяти на сигнал під час зниження опору ізоляції одного з полюсів: до відмітки 20 кОм - у мережі напругою 220 В; 10 кОм - у мережі 110 В; 6 кОм - у мережі 60 В; 5 кОм - у мережі 48 В; 3 кОм - у мережі 24 В. В умовах експлуатації опір ізоляції мережі постійного оперативного струму, який періодично вимірюється за допомогою пристрою контролю ізоляції або вольтметра, повинен бути не нижче двократного щодо зазначених вище мінімальних значень.

У разі замикання на землю (або зниження опору ізоляції до спрацьовування пристрою контролю) у мережі оперативного струму необхідно негайно вжити заходів щодо усунення цих неполадок. Виконання робіт під напругою в мережі оперативного струму, якщо в цій мережі є замикання на землю, забороняється, за винятком робіт з пошуку місця замикання.

Обслуговування акумуляторних установок повинно бути покладено на працівника, навченого правилам експлуатації АБ. На кожній акумуляторній установці повинен бути

журнал АБ для запису результатів оглядів та обсягів виконаних робіт. Аналіз електроліту працюючої кислотної АБ необхідно здійснювати щороку з урахуванням проб, узятих з контрольних елементів. Кількість контрольних елементів установлює особа, відповідальна за електрогосподарство, залежно від стану АБ, але не менше ніж 10% від кількості елементів у батареї. Контрольні елементи повинні щорічно замінюватись.

Під час контрольного розрядження проби електроліту відбирають наприкінці розрядження.

В АБ може бути відстаючих елементів не більше ніж 5% від загальної кількості елементів. Напруга відстаючих елементів у кінці розрядження повинна відрізнятися від середньої напруги інших елементів не більше ніж на 1,5%.

Огляд АБ здійснюють:

- оперативний персонал - один раз на добу;
- майстер або начальник підстанції - два рази на місяць;
- на підстанціях без постійного оперативного персоналу експлуатаційний персонал одночасно з оглядом обладнання, а також спеціально виділена особа - за графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство.

Під час поточного огляду перевіряють:

- напругу, густину і температуру електроліту в контрольних елементах (напруга та густина електроліту в усіх елементах повинна бути перевірена не рідше ніж один раз на місяць);
- напругу та струм підзарядження основних і додаткових акумуляторів;
- рівень електроліту;
- правильність положення накривних пластин;
- цілісність акумуляторів;
- чистоту в приміщенні;
- наявність виділення бульбашок газу з акумуляторів;
- рівень та колір шламу в акумуляторах з прозорими баками.

Під час поточного ремонту АБ здійснюють:

- перевірку стану пластин і заміну їх за необхідності в окремих елементах;
- нейтралізацію електроліту, що потрапив на стелаж;
- заміну частини сепараторів;
- видалення шламу з елементів;
- перевірку якості електроліту;
- перевірку стану стелажів та їх ізоляції відносно землі;
- усунення інших несправностей АБ;
- перевірку та ремонт будівельної частини приміщення.

Акумуляторні батареї закритого типу іноземного виробництва необхідно експлуатувати на підставі інструкцій, які повинні бути розроблені відповідно до вимог заводів-виробників.

Герметизовані акумуляторні батареї з внутрішньою рекомбінацією газів і напругою до 2,4 В на елемент дозволяється встановлювати у виробничих приміщеннях загального призначення згідно з рекомендаціями заводів-виробників. Спільна експлуатація герметизованих та відкритих АБ заборонена.

14.3.5 Перетворювачі електричної енергії (зарядно-підзарядні пристрої)

В якості перетворювачів енергії змінного струму в постійний, який використовується для заряду, підзаряду та зрівняльного заряду акумуляторних батарей застосовують випрямлячі з керованими напівпровідниковими вентилями.

Широке розповсюдження в якості зарядно-підзарядних агрегатів набули агрегати типу ВАЗП – 380/260 – 40/80. Вони призначені для заряду акумуляторних батарей (I

режим) паралельної роботи з акумуляторними батареями (ІІ режим), а також для формовки окремих акумуляторів (ІІІ режим). Агрегат живиться від мережі трифазного змінного струму 380 або 220В.

Агрегат складається з таких основних вузлів: силового трансформатора, випрямного містка (три діода та три тиристора), блоку керування тиристорами, який складається з схеми живлення та двох схем формування імпульсів управління; блоку регулювання, який включає в себе зворотні зв'язки по струму та напрузі.

Принцип роботи агрегату базується на здатності тиристорів змінювати в широких межах середнє значення вихідної напруги шляхом зміни моменту часу відпирання тиристорів, при цьому випрямлена напруга підтримується з точністю ± 2% при зміні навантаження від 4А до номінального значення в діапазоні напруг 380-220В (І режим) та 220-260В (ІІ режим). В агрегаті передбачений захист від КЗ на боці змінного струму та постійного струму і захист від перенавантаження.

При обслуговуванні напівпровідникових зарядно-підзарядних агрегатів стежать за температурою нагрівання напівпровідникових елементів, температурою навколишнього повітря, відсутністю кислотної пари та вологи в приміщенні, де вони встановлені.

В експлуатації застосовується і інші зарядно-випрямні пристрої, наприклад зарядно-випрямні пристрої серії НРТ.

Зручні, надійні добре адаптуємі автоматичні зарядно-випрямні пристрої серії НРТ у поєднанні з паралельно приєднаними акумуляторними батареями створюють системи для безперебійного живлення обладнання постійним струмом. Пристрої електроживлення та заряду виконується за принципом керованого діотно-тиристорного перетворювання змінної напруги в постійну. Пристрої мають на вході трансформатор напруги, на виході – фільтр LC-типу. Контроль фаз дозволяє досягнути високої стабілізації напруги на виході з мінімальними втратами. Заряд та підзаряд акумуляторних батарей здійснюється при постійній напрузі. Базова конфігурація зарядно-випрямних пристроїв НРТ включає в себе функції автоматичного дворівневого заряду та ручного зрівняльного заряду.

14.3.6 Вибір акумуляторної батареї та зарядно-підзарядного пристрою

Вибір акумуляторної батареї проводиться виходячи з аварійного режиму роботи електроустановки, коли до постійного навантаження батареї додається навантаження аварійного режиму - аварійне освітлення, пристрої телемеханіки та зв'язку тощо, які в нормальному режимі роботи живляться від шин власних потреб. При напрузі акумуляторної батареї 220 В постійна навантажування складає 10 - 20 А, навантаження аварійного режиму – 10 - 15 А. Вихідною величиною вибору батареї є її ємність.

Струм тривалого розряду в аварійному режимі визначається за формулою:

$$I_{\text{тр. розр}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{ав}}, \quad (14.1)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійного тривалого навантаження, А;
$I_{\text{ав}}$ – струм аварійного навантаження згідно, А.

Струм короткочасного розряду визначається за формулою:

$$I_{\text{к. розр.}} = I_{\text{тр. розр}} + I_{\text{вим}}, \quad (14.2)$$

де $I_{\text{вим}}$ – струм, який споживається найбільш потужним приводом вимикача під час ввімкнення одного (для опорної підстанції двох – трьох), А.

Ємність батареї у А·год визначається за формулою:

$$Q_{розр} = I_{тр.\ розр} \cdot t_{ав}, \qquad (14.3)$$

де $t_{ав}$ = 2 год – тривалість розряду при аварії

Рекомендується вибирати сучасні свинцево – кислотні акумуляторної батареї типів LS OPzS, які підбирають за формулами (14.1 – 14.3) та паспортними данними.

Кількість послідовно увімкнених елементів батареї, які живлять шини вмикання у режимі підзаряду визначається за формулою:

$$n_{шв} = \frac{U_{шв}}{U_{підз}}, \qquad (14.4)$$

де $U_{шв}$ = 245 В - напруга на шинах увімкнення;
$U_{підз}$ = 2,15 В - середня напруга елемента у режимі постійного підзаряду.

Кількість елементів, живлячих шини управління у режимі постійного підзаряду визначається за формулою:

$$n_{шу} = \frac{U_{шу}}{U_{підз}}, \qquad (14.5)$$

де $U_{шу}$ = 230 В - напруга на шинах управління та захисту.

Потужність зарядно-підзарядного пристрою (ЗПП) напівпровідникового випрямляча вибирають, виходячи з формувального заряду батареї і одночасного живлення споживачів.

Потужність ЗПП (кВт) визначається за формулою:

$$P_{розр} = U_{зар}\,(I_{зар} + I_{пост}), \qquad (14.6)$$

де $U_{зар}$ – зарядна напруга, В;
$I_{зар}$ = 15 А на кожні 100 А·год для батарей LS та OPzS.

Зарядна напруга визначається за формулою:

$$U_{зар} = (n_{шв} \cdot 2{,}15) + 2 \qquad (14.7)$$

Рекомендується встановлювати ЗПП типу ВАЗП – 380/260 – 40/80 УХЛ4 з наступними номінальними параметрами - $U_{н.\ зпа.}$=260 В; $I_{н.\ зпа.}$=80 А; $P_{н.\ зпа.}$=20,8 кВт., якщо виконуються вимоги:

$$I_{н\ зпа} \geq I_{зар} + I_{пост},\ \text{А}$$

$$U_{н\ зпа} \geq U_{зар},\ \text{В} \qquad (14.8)$$

$$P_{н\ зпа} \geq P_{розр},\ \text{кВт}$$

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Характеристика груп споживачів ВП і структурна схема живлення споживачів ВП.
2.. Загальна характеристика схем електропостачання споживачів ВП.
5. Загально-блочні споживачі другої групи надійності.
6. Живлення загальноблочних споживачів 6 кВ другої групи надійності.

7. Електропостачання загальноблочних споживачів 0,4 кВ другої групи надійності.

8. Схеми електричних з'єднань для загальноблочних споживачів першої групи.

9. Особливості електричних з'єднань для живлення приводів системи управління та захисту.

10. Схеми електричних з'єднань 6 кВ для споживачів другої групи надійності систем безпеки АЕС.

11. Схеми електропостачання споживачів 0,4 кВ другої групи надійності систем безпеки АЕС .

12. Схеми електричних з'єднань для споживачів першої групи надійності, систем безпеки АЕС.

13. Як розподіляється енергія власних потреб?

14. Як живляться пристрої СЦБ?

15. Яке призначення акумуляторної батареї?

16. Які режими роботи акумуляторної батареї мають місце в експлуатації?

17. Яку конструкцію мають акумуляторні батареї?

18. Яка різниця у приєднанні робочих трансформаторів с.н. на ТЕЦ, блокових КЕС та АЕС?

19. Куди приєднуються резервні трансформатори с. н. у схемах ТЕЦ, блокових КЕС та АЕС? Як вибирається їх кількість?

20. Які автономні джерела живлення ВП використовуються на АЕС?

21. Чим відрізняється схема живлення ВП підстанцій з оперативним постійним та змінним струмом?

15 ЗАЗЕМЛЮЮЧІ ПРИСТРОЇ

15.1 ЗАХИСНІ ТА РОБОЧІ ЗАЗЕМЛЕННЯ

Електричний струм, проходячи через тіло людини, викликає часткове або повне ураження організму [9].

Струм 0,1 А смертельний для людини (смертельним може бути струм і менше 0,1 А (0,025 - 0,05 А)), якщо він проходить довгостроково (більше 2-3 с) по шляху рука-рука, руки-ноги, тобто через серце та легені). Треба мати на увазі, що людину вражає струм, а не напруга. Напруга й опір тіла людини є факторами, що визначають величину вражаючого струму.

При незаземленому корпусі генератора 1 (рис. 15.1, а) та пробої ізоляції однієї з фаз на корпус дотик до нього є настільки ж небезпечним, як і дотик безпосередньо до неізольованої фази генератора, тому що корпус у цьому випадку перебуває під напругою фази; через тіло людини буде проходити весь струм однофазного замикання на землю $I_з'$, обмежений в основному опором тіла людини $R_л$, тобто $I_л = I_з$.

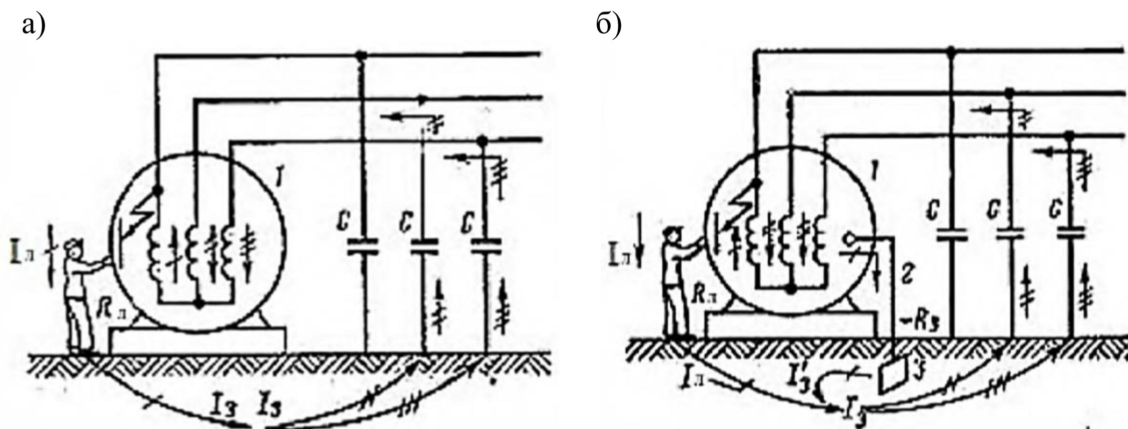


Рис. 15.1 Проходження струму крізь тіло людини:
а) при відсутності заземлення генератора; б) при наявності заземлення генератора

При наявності заземлення (рис. 15.1, б) людину й заземлювач можна розглядати як паралельно включені опори, що перебувають під напругою однофазного замикання на землю, тобто

$$U_з = I_з' \cdot R_з = I_л \cdot R_л \qquad (15.1)$$

де $I_з'$ та $I_л$ — струми, що проходять через заземлення й людину, А;
$R_з$ та $R_л$ — опори заземлення й людини, Ом.

Опір тіла залежно від середовища та стану людини перебуває в межах від 100 тис. до 600 Ом; у середньому його приймають рівним 1000 Ом; заземлення виготовляють із опором від 0,5 до 10 Ом. Опір заземлення значно менше опору людини. Отже, струм, що проходить через заземлення, значно більше струму, що проходить через тіло людини. Тому можна прийняти $I_з' = I_з$. Тоді

$$I_л = I_з R_з / R_л. \qquad (15.2)$$

З формули видно, що заземлення можна виготовити з таким опором, при якому струм $I_л$ буде безпечний для життя людини. Згідно Правил [15], [18] та Інструкції [7] конструктивні елементи електроустановок, що нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під напругою, повинні заземлюватися.

Заземлення, що забезпечує безпеку обслуговуючого персоналу, називають **захисним.** Воно являє собою навмисне металеве з'єднання із землею частин установки, що нормально не перебувають під напругою, за допомогою проводів і заземлювачей. **Заземлювачем** 3 (рис. 15.1, б) називають металевий провідник або групу провідників, що перебувають у безпосередньому зіткненні з землею, які мають певний опір розтіканню струму.

Заземлюючими проводами 2 називають металеві провідники, що з'єднують заземлювані частини електроустановки із заземлювачем.

Застосування захисного заземлення в електроустановках напругою до 1000 В обумовлено режимом нейтралі. В мережах з ізольованою нейтраллю роблять захисне заземлення. Електроустановки з ізольованою нейтраллю в мережах до 1000 В використовують за підвищених вимог безпеки при умові, що в електроустановках забезпечено постійний контроль ізоляції мережі експлуатаційним складом або автоматичне відключення ділянок при замиканні на землю.

В електроустановках напругою 500 В і вище (змінного та постійного струму) виконується заземлення у всіх випадках, а при напрузі 1000 В і нижче змінного струму, 110 В і нижче постійного струму в приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних та у зовнішніх установках.

Заземлення не є обов'язковим для електрообладнання, встановленого в житлових, службових приміщеннях з ізолюючою підлогою, якщо напруга мережі живлення не перевищує 220 В.

Заземленню підлягають:

- корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;
- приводи електричних апаратів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- каркаси розподільних щитів, пультів керування, щитків і шаф;
- металеві конструкції розподільних установок, металеві кабельні конструкції, металеві корпуси кабельних муфт, металеві оболонки контрольних та силових кабелів, металеві оболонки проводів, сталеві труби електропроводки та інші металеві конструкції, пов'язані з електроустановкою;
- металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів.

Заземленню не підлягають:

- арматура підвісних та опорних ізоляторів;
- кронштейни й освітлювальна арматура при встановленні їх на дерев'яних опорах;
- обладнання, встановлене на металевих заземлених конструкціях, при цьому опорні поверхні повинні бути захищені; корпуси електровимірювальних приладів, реле тощо, встановлені на металевих конструкціях;
- електроприймачі з подвійною ізоляцією;
- рейкові шляхи, що виходять за територію об'єкта;
- з'ємні частини на металевих корпусах розподільних пристроїв.

В електроустановках, крім захисного заземлення, застосовують робоче заземлення. Робоче заземлення або функціональне заземлення - не пов'язане з електробезпекою навмисне з'єднання із землею окремих точок електричного кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових і вимірювальних трансформаторів, дугогасильних апаратів, реакторів поперечної компенсації в далеких лініях електропередачі, а також фази при використанні землі як фазного або зворотного проводу. Таким чином, **робочим заземленням** називають умисне заземлення якої-небудь точки електричної мережі, необхідне для забезпечення належної роботи установки в нормальних або аварійних режимах. Робоче заземлення призначене не для захисту, а в першу чергу для забезпечення належної роботи (наприклад, для забезпечення електромагнітної сумісності, фільтрування шумів у радіоапаратурі тощо) електроустаткування в

нормальних або аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) або через спеціальні апарати - пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

15.2 РОЗПОДІЛ ПОТЕНЦІАЛІВ НА ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ ПРИ ПРОХОДЖЕННІ СТРУМУ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

Пробій ізоляції та замикання електричної мережі на землю супроводжуються проходженням через землю аварійного струму, що змінює стан установки відносно безпеки: збільшуються напруги між проводами окремих фаз і землею, з'являється різниця потенціалів між металевими частинами машин, механізмів, апаратури й землею, а також різними точками землі. Припустимо, що відбувся пробій однієї фази на корпус масляного вимикача 1 (рис. 15.2, а), приєднаного заземлюючим проводом *2* до одиночного заземлювача *3* напівсферичної форми, покладеному в однорідний ґрунт із питомим опором $\boldsymbol{\rho}$ (в Ом·м).

У такому випадку можна прийняти, що лінії струму йдуть по радіусах від центра кулі (рис. 15.2, б). Отже, із збільшенням радіуса півсфери *x* та її поверхні $2\pi x^2$ щільності струму й спадання напруги в землі зменшуються. Зміна потенціалів при розтіканні струму в землі від одиночного заземлювача відбувається по рівнянню гіперболи $U = к/x$. З потенційної кривої видно, що найбільше спадання напруги відбувається в шарах, що лежать поблизу заземлювача, тому що струм проходить у них по малому перетину, що чинить великий опір розтіканню струму. Дослідними вимірами встановлено, що спадання напруги на відстані 1 м від заземлювача становить 68% повної напруги на ньому; на відстані 20 м від заземлювача (або місця замикання на землю) перетин провідника землі стає настільки великим, що практично не робить опору минаючому струму. Тому прийнято вважати точки ґрунту, що лежать на відстані більше 20 м від одиночного заземлювача (або місця замикання на землю), точками з нульовим потенціалом, тобто землею в електротехнічному значенні слова. Таким чином, під **опором заземлювача розтіканню струму** прийнято розуміти опір обсягу ґрунту між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу**.**

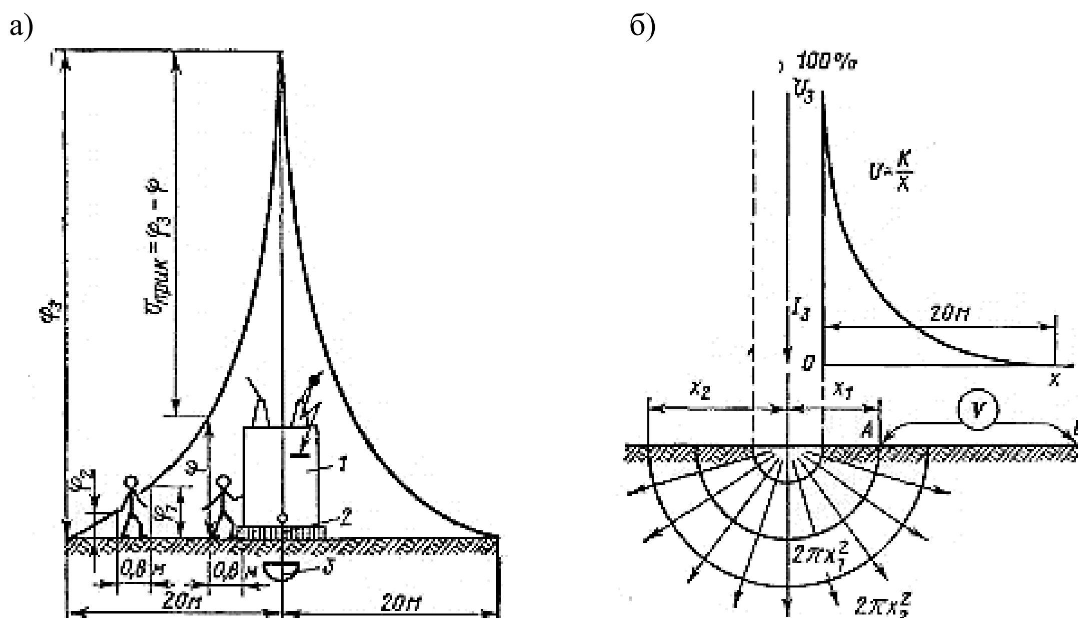


Рис. 12.2 Пробій фази на корпус заземленого вимикача:
а) зміна потенціалів при пробої фази на корпус заземленого вимикача;
б) розтікання струму в землі від одиночного заземлювача.

Якщо людина торкнеться корпуса апарата з ушкодженою ізоляцією однієї з фаз, то напруга між рукою та ногами людини (напруга дотику) $U_{дот}=\varphi_З - \varphi$, де $\varphi_З$ — потенціал заземлювача, дорівнює потенціалу фази при замиканні її на корпус заземленого встаткування; φ — потенціал точки землі, де стоїть людина.

Напругою дотику називають напругу, що утвориться в колі струму замикання на землю між двома її точками, яких одночасно може торкнутися людина (корпус ушкодженого устаткування й точка, у якій перебувають ноги людини; вважають, що людина стоїть на відстані 0,8 м від апарата).

Якщо людина підходить до апарата, у якого одна з фаз ушкоджена, то крокова напруга $U_{крок} = \varphi_1 - \varphi_2$. **Кроковою напругою** називають обумовлену струмом замикання на землю напругу між двома точками ґрунту, що знаходяться одна від іншої на відстані кроку, рівного 0,8 м. При проектуванні й виконанні заземлюючих пристроїв опір заземлення повинен бути таким, щоб крокова напруга, напруга дотику були безпечними (36 В и менш) для обслуговуючого персоналу.

15.3 КОНСТРУКЦІЯ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Основною частиною заземлюючого пристрою є заземлювач, від правильного розрахунку й виконання якого залежить надійність роботи заземлюючого пристрою. Заземлювачі підрозділяють на природні й штучні. До природних заземлювачів відносяться: прокладені в землі водопровідні труби; обсадні труби артезіанських колодязів; металеві конструкції будинків і споруд, що мають надійне з'єднання із землею; металеві оболонки кабелів, прокладених у землі, при числі їх не менше двох тощо.

Штучні заземлювачі являють собою спеціально закладені в землю металеві електроди із труб, куточків, смуг або стрижнів. Найбільше застосування на раніше виконаних електроустановках одержали заземлювачі зі сталевих труб із зовнішнім діаметром 35—50 мм, довжиною 2—3 м й куткової сталі такої ж довжини із шириною полиць 50—60 мм. Сьогодні через дефіцит труб та куткової сталі рекомендується застосовувати стрижневу арматурну сталь. Електроди забивають у ґрунт так, щоб їхні верхні кінці розташовувалися на глибині 0,5—0,8 м від поверхні землі.До верхніх кінців електродів приварюють вертикальні сполучні смуги. Таке заглиблення зменшує коливання опору заземлення розтіканню струму при сезонних змінах провідності верхніх шарів ґрунту: узимку — від промерзання, влітку — від зменшення вологості**.** У заземлюючому пристрої повинно бути не менше двох електродів, які з'єднуються між собою смугоюза допомогою зварювання. Перетин сполучних смуг повинен бути не менше 48 мм^2. Відповідно до умов стійкості проти корозії товщина сполучних смуг і полиць куткової сталі допускається не менше 4 мм, а стінок труб — не менше 3,5 мм.

Одиночний заземлювач або група зосереджених заземлювачів при розтіканні через них струму не забезпечує безпечного розподілу потенціалів. Тільки контурне розміщення заземлювачів у захищеній зоні дає можливість одночасно зменшити напругу дотику й кроку до безпечної величини. Приклад контурного заземлення, виконаного із труб або стрижнів, забитих по периметру й усередині захищеної території, наведений на рис. 15.3, а (забивання електродів усередині контуру роблять при широкій захищеній території).

При невеликій ширині усередині контуру укладають тільки сполучні смуги для вирівнювання потенціалів. Чим менша відстань між електродами-заземлювачами, тим менше напруги дотику й кроку. Однак це економічно не вигідно, тому що зменшується коефіцієнт використання електродів внаслідок взаємного екранування (рис. 15.3, б). Під **екрануванням** розуміють таке явище, коли кожен заземлювач вносить своє поле в поле інших заземлювачів й тим самим збільшує опір заземлювачів розтіканню. Побудувавши

в площині розрізу *A-A* (рис. 15.3, в) для кожного електрода криві розподілу потенціалу, а потім складаючи ординати цих кривих, одержують зразкову картину розподілу потенціалу (суцільна лінія) у захищеній зоні. Як видно з рис. 15.3, а, у захищеній зоні штучно піднятий потенціал стосовно нульового потенціалу землі забезпечує безпечну різницю потенціалів дотику та кроку. Спад потенціалу відбувається за межами контуру. Для усунення небезпечних крокових напруг у цих місцях прагнуть створити криву спаду досить пологою. Із цією метою уздовж проходів і проїздів поза контуром закладають на відстані 1 та 2 м від заземлювача контуру на глибині відповідно 1 та 1,5 м сталеві шини, з'єднані з контуром заземлення. Зазначені шини повинні мати довжину, що перевищує ширину входу або в'їзду на 1 м з кожної сторони. У скелястих і кам'янистих ґрунтах, де забивання стрижневих електродів неможлива, як заземлюючий електрод для контуру застосовують смугові або стрічкові заземлювачі, з'єднані двома сталевими смугами з виносним заземленням зі стрижнів. Виносне заземлення влаштовують біля рік, озер та в інших місцях з великою провідністю ґрунту. Замість виносного заземлення рекомендується заглиблення (за допомогою буравлення) електродів до водоносного шару, якщо це можливо. При спорудженні заземлюючих пристроїв зустрічаються випадки, коли питомий опір ґрунту настільки великий, що необхідна провідність не досягається навіть при закладенні в ґрунт дуже великої кількості заземлювачів. У цьому випадку роблять штучне зниження питомого опору шляхом обробки ґрунту розчинними солями $NaCl$, $CaCl_2$, содою.

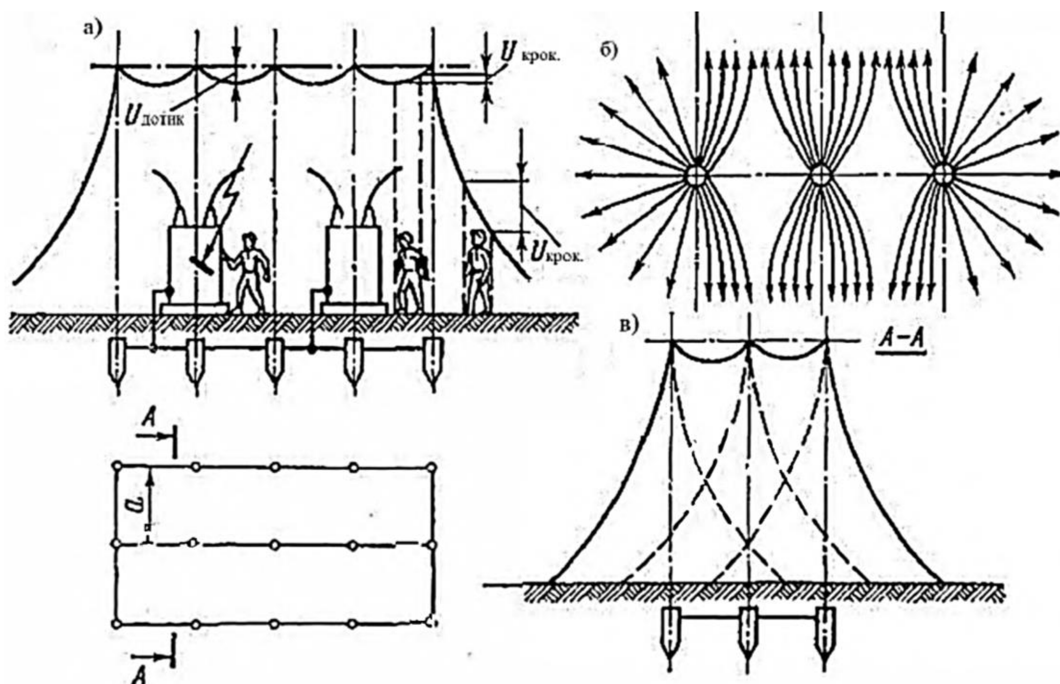


Рис. 15.3 Контурне заземлення:
а), в) розподіл потенціалів на поверхні землі; б) розтікання струмів замикання

Внутрішню частину заземлення виконують у вигляді магістралей заземлення зі смугової або круглої сталі, які прокладають у кожному поверсі розподільчого пристрою й зв'язують між собою кількома стояками. Перетин прямокутних шин повинен бути не менш 24 мм^2 (товщина смуги не менш 3 мм), а діаметр круглих — не менше 5 мм.

Приєднання заземлюючих провідників до заземлювачів виконують тільки зварюванням, а до металевих конструкцій, корпусів машин й апаратів - за допомогою болтів або зварюванням. Кожен заземлюючий елемент, як внутрішньої, так і зовнішньої установки, приєднують до заземлення або заземлюючої магістралі окремим провідником. Послідовне включення елементів, що заземлюють, у заземлюючий провід

не допускається. Заземлюючі проводи й смуги, прокладені в приміщеннях, повинні бути доступні для огляду та убезпечені від механічних і хімічних ушкоджень. Голі заземлюючі провідники, а також всі конструкції та смуги мережі заземлення, які розташовані не в землі, фарбують. У всіх випадках в ролі заземлюючих провідників, за виключенням пересувних електроустановок, кабельних ліній, працюючих у чотирьохпровідному режимі, слід, як правило, застосовувати сталь. Мінімальні перерізи заземлюючих провідників приведені в таблиці 15.1.

Таблиця 15.1 - Параметри заземлюючих провідників

Матеріали та конструкції провідників	У будовах	У зовнішніх установках	У землі
Сталь кругла (діаметр, мм)	5	6	6
Сталь прямокутна (переріз, мм^2»	24	48	48
Сталь прямокутна (товщина, мм)	3	4	4
Куткова сталь (товщина полиць, мм)	2	2,5	4
Сталеві газові труби (товщина стінок, мм)	2,5	2,5	3,5
Сталеві тонкостінні труби (товщина стінок, мм)	1,5	не допускається	

Заземлюючі проводи та шини (смуги, прокладені у будівлі) повинні бути доступними для огляду і надійно захищеними від механічних і хімічних пошкоджень. У сирих приміщеннях і у приміщеннях з їдкою парою або газами вони повинні прокладатись на відстані 10 мм від стін на спеціальних скобах. Заземлюючі провідники у спеціальних приміщеннях або спорудах, що не являють небезпеки вибуху, використовують голі заземлюючі провідники, які повинні бути пофарбовані у чорний колір. Заземлюючі пристрої установок напругою до, і вище 1000 В можуть виконуватись як загальними, так і окремими. В установках напругою до 1000 В, розташованих поблизу один одного, рекомендують застосовувати загальний заземлюючий пристрій.

В установках напругою до 1000 В, пов'язаних через трансформатор з мережею напругою вище 1000 В, якій відсутнє глухе заземлення нейтралі, також рекомендують використовувати загальний заземлюючий пристрій. Якщо електроустановки напругою до 1000 В пов'язані через трансформатори з мережею напругою вище 1000 В, що має глухе заземлення нейтралі або фази, то заземлюючі пристрої для цих установок повинні виконуватись окремими. При цьому повинно бути забезпечено швидкодіюче відключення замикання на землю в мережі високої напруги (тобто застосовуються схеми захисного відключення). Водночас треба вжити заходів проти виносу потенціалу з боку заземлюючого пристрою мережі напругою вище 1000 В.

В установках напругою вище 1000 В робоче та захисне заземлення можна виконувати через загальні заземлювачі. Опір заземлюючого пристрою установок різних напруг та призначень повинен задовольняти вимогам тієї установки, для якої опір є найменшим.

15.4 ОПІР ЗАЗЕМЛЕННЯ

Опір самого заземлювача, як правило, дуже малий, так як поверхня металевого заземлювача щільно прилягає до найближчих шарів ґрунту. Основним опором для протікаючого струму замикання є опір ґрунту, тобто шляхи розтіку його в землю. Опір, який створює ґрунт струму, що розтікається з заземлювача до землі, називається "опором розтіку". Він складається з опору самого грунту в полі розтіку струму та перехідного опору від заземлювача до ґрунту. Опір заземлюючого пристрою являє сукупність опору розтіку і опору заземлюючих провідників (шин). Таким чином, опір заземлюючого

пристрою залежить від опору ґрунту. Питомий опір ґрунту найбільш повно характеризує структуру ґрунту і залежить від складових елементів та їх кількісних співвідношень.Крім того, питомий опір ґрунту залежить від його вологості, температури, щільності прилягання до заземлювача, наявності солей, кислот тощо. Тому навіть один і той самий вид ґрунту може мати різні значення [5].

Місткість вологи в ґрунті суттєво впливає на величину, а значить і на опір ґрунту. Сухий ґрунт має максимальне значення опору. Збільшення місткості вологи до 15% слабко впливає на зміну опору ґрунту. Мінімальний опір ґрунту спостерігається при місткості вологи 45-70%.

Температура ґрунту на його питомий опір впливає таким чином. При низьких температурах (нижче 0°С) ґрунт промерзає, з'являється обмерзання, що різко підвищує опір. З підвищенням температури до 100°С опір ґрунту падає, так як відбувається інтенсивний розчин у ньому солей та кислот. При підвищенні температури ґрунту вище 100°С відбувається інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, що знаходиться поблизу заземлювача. Ґрунт з провідника перетворюється на ізолятор. Це явище часто спостерігають в електроустановках з великими струмами замикання на землю. Ось чому при розрахунку заземлюючого пристрою в розглядаємих випадках необхідно виконувати перевірку заземлювачів та заземлюючих провідників на термічну стійкість.

Щільність і площа прилягання часток ґрунту до заземлювача та між собою робить певний вплив на величину питомого опору. Чим більша площа і щільність прилягання ґрунту до заземлювача, тим менший його опір. Тому при спорудженні заземлюючого пристрою необхідне трамбування ґрунту поблизу заземлювачів.

Максимально знижується питомий опір ґрунту при наявності у ньому солей, кислот та луг. Ось чому в посушливий період року інколи обробляють ґрунт навкруги заземлювачів 5-10% розчином кухонної солі. Така обробка найчастіше виконується у заземлювачах пересувних електроустановок.

Врахувати усі перераховані чинники, що впливають на величину питомого опору ґрунту, важко, а інколи і неможливо. Тому при проектуванні заземлюючих пристроїв у місцях їх спорудження удаються до вимірювання питомого опору ґрунту.

Величини питомих опорів для різних ґрунтів, приведені в таблиці 15.2, рекомендовано використовувати тільки для приблизних розрахунків.

15.5 УМОВИ РОБОТИ ЗАЗЕМЛЮВАЧІВ У ГРУНТІ

Трубчастий або стержневий заземлювач. Опір стержневих заземлювачів, забитих на повну довжину в ґрунт можна визначити з виразу:

$$R_0 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} = ln\frac{4 \cdot l}{d} \qquad (15.3)$$

де d — діаметр труби (стержню), см;
ρ — питомий опір грунту, Ом·см;
l — довжина труби (стержню), см.

Із збільшенням довжини заземлювача його опір зменшується. Однак вказана залежність справедлива для заземлювачів до 2,5-3 м. Подальше збільшення довжини заземлювачів значно знижує їх опір, тому не варто закладати одиночні заземлювачі більше 2,5 м. Діаметр одиночного заземлювача на опір розтіку впливає незначно, тому його вибирають в залежності від механічної міцності та надійності, яка визначається корозійними властивостями ґрунту та тривалістю роботи.

Смуговий заземлювач. Одиночні заземлювачі з кутків або труб зв'язуються в систему за допомогою смугової сталі, яка застосовується для заземлюючих магістралей

і заземлюючих провідників, що з'єднують заземлювач з корпусами обладнання. Опір розтіку смуги можна визначити за формулою:

$$R_c = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot ln \frac{l}{t \cdot {}^{b}/_{2}} \tag{15.4}$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом·см;

l - довжина смуги, см;

b - ширина смуги, см;

t - глибина закладання, см.

Ширина смуги, а тим більше товщина її досить мало впливають на величину опору розтіку. Глибина закладання такого заземлювача звичайно 0,4-0,8 м.

Опір заземлювачів різної форми показано в таблиці 15.2.

Таблиця 15.2 - Опір заземлювачів

Тип заземлення	Формула опору розтіку	Умови
Півкуля	$R = \frac{\rho}{\pi \cdot D}$	-
Кругла пластина на поверхні землі	$R = \frac{\rho}{\pi \cdot D}$	-
Кругла пластина в землі	$R = \frac{\rho}{4 \cdot D}\left[1 + \frac{2}{\pi} \cdot arcsin \frac{D}{2\sqrt{2t^2 + \left(\frac{D}{2}\right)^2}}\right]$	-
Труба в землі	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left[ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} ln \frac{2t + {}^{l}/_{2}}{2t - {}^{l}/_{2}}\right]$	$l \gg d$ $t \gg \frac{l}{4}$
Протягнений електрод на поверхні землі	$R = \frac{\rho}{\pi \cdot l} \ln \frac{2l}{d}$	$l \gg d$ для смуг завширшки «b» $d = \frac{b}{2}$
Протягнений електрод в землі	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l}\left[\ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{l}{2t}\right]$	$l \gg d$ $t \ll \frac{l}{4}$
Кільцевий електрод на поверхні землі	$R = \frac{\rho}{\pi^2 \cdot D} \ln \frac{8D}{d}$	$l \gg d$ для смуг завширшки «b» $d = \frac{b}{2}$
Кільцевий електрод у землі	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi^2 \cdot D} \cdot \left[\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{\pi D}{2t}\right]$	$D \gg d$ $t \ll \frac{D}{2}$
	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot D} \cdot \left[\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{\pi D}{4t}\right]$	$D \gg d$ $t \gg \frac{D}{2}$

Природні заземлювачі. При устаткуванні захисного заземлення необхідно завжди використовувати природні заземлювачі: металічні конструкції будов і споруд, оболонки

кабелів (крім алюмінієвих), прокладені у землі металеві труби (крім труб, по яких подаються горючі гази та рідини).

Використання металевих конструкцій в ролі природніх заземлювачів в загальній системі заземлення переслідує та іншу мету. Торкання обслуговуючого персоналу до корпусів електрообладнання у випадку пробою ізоляції й до заземлюючого пристрою одночасно стає безпечним. Однак при використанні природніх заземлювачів необхідно враховувати можливість виносу небезпечного потенціалу, тому до підключення їх до загальної мережі треба підходити з всіма заходами обережності.

Опір розтіку природніх заземлювачів показано в таблиці 15.3.

Таблиця 15.3 - Опір розтіку природніх заземлювачів

Тип заземлювача	Формула опору розтіку	Умови
Система трос-опори	$R_c = \sqrt{R \cdot r} \cdot cth\left(\frac{\sqrt{r}}{R} \cdot n\right)$ $R_c = \sqrt{R \cdot r}$	> 20 > 20
Трубопроводи	$R_c = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{l^2}{2 \cdot D \cdot b}$	-
Оболонки кабелів	$R_c = \sqrt{r \cdot r_p} cth\left(\sqrt{\frac{r_p}{r}} \cdot l\right)$	$l > 2$км

В таблиці прийняті такі умовні позначення:

R — опір заземлення опори, Ом; r — активний опір тросу в прольоті, Ом; D — зовнішній діаметр трубопроводу, см; b — глибина заземлення, см; n — число опор.

15.6 ЯВИЩЕ ЕКРАНУВАННЯ

Вимоги, що висуваються до заземлюючих пристроїв (достатня провідність, забезпечення безпечних напруг дотику та кроку, а також довготривалість роботи), не можна задовольнити поодиноким заземлювачем.

Щоб знизити опір розтіку, а також зрівняти при контурному заземленні криву розподілу потенціалу, що з'являється у ґрунті при розтіку струму замикання на землю, вдаються до забивання декількох заземлювачів, зв'язуючи їх між собою заземлюючими шинами.

Для того, щоб усі елементи складного заземлювача використовувались у тій же мірі, як і поодинокий, необхідно, щоб відстань між ними була досить великою (порядка 40 м), тільки за цієї умови їх опір розтіку не буде залежати від впливу сусідніх заземлювачів. В дійсності відстані між заземлювачами приймають меншими, внаслідок чого спостерігають явище екранування, яке відбувається в результаті накладання електричних полів при розтіку струму замикання в землю. Розтік струму із заземлювачів відбувається у більшості випадків за рахунок зон землі, розташованих поблизу них. Внаслідок же накладання вказаних полів густина струму поблизу кожного з електродів стає нерівномірною, що призводить як би до зменшення дійового перерізу землі коло заземлювача або збільшення опору розтіку.

Чим більше число електродів у заземлювачі, тим більше відбивається вплив екранування на ступінь використання опору розтіку кожного електроду. Збільшення опору електродів враховується коефіцієнтом екранування (використання) заземлювачів η_e, що залежить від кількості електродів у контурі (рис. 15.4), та згідно з формулою (15.5), відносні відстані між ними **а** до їхньої довжини ***l***, їхнього розташування - у ряд (рис. 15.4, а) або по контуру (рис. 15.4, б).

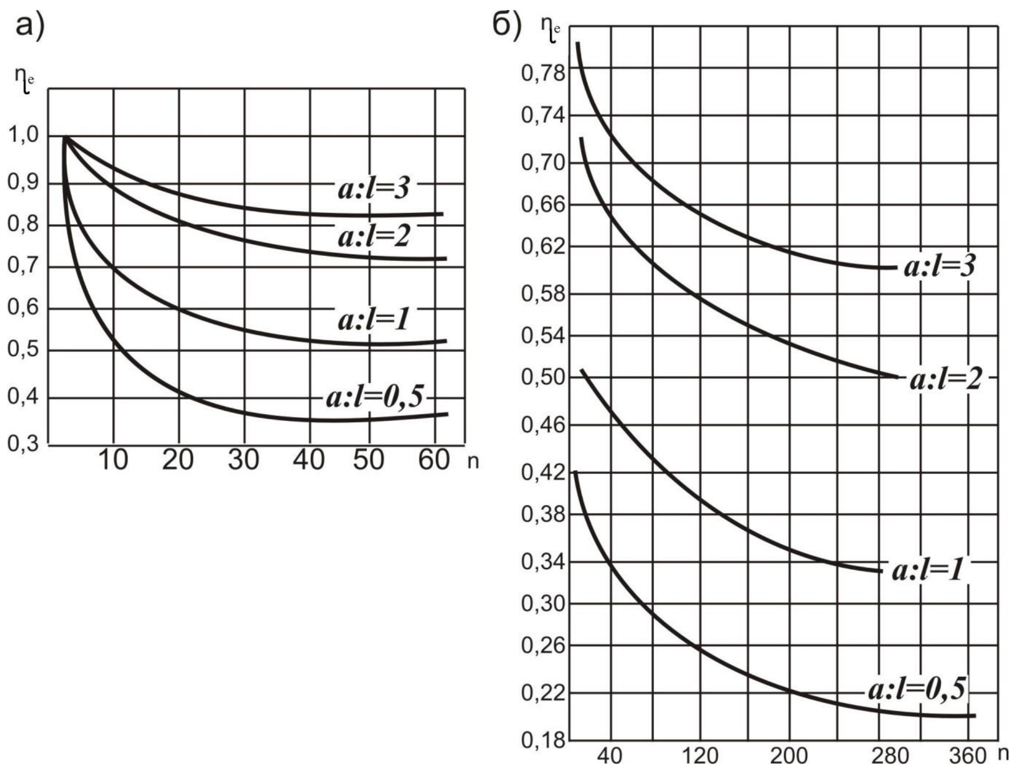


Рис. 15.4 Криві для визначення коефіцієнту екранування при розташуванні електродів:
а) в ряд; б) по контуру

Відношення суми опорів окремих електродів до загального опору заземлюючого пристрою називається **коефіцієнтом використання**

$$\eta = \frac{\sum R_e}{\sum R_{ek}} \tag{15.5}$$

де $\sum R_e$ - сумарний опір розтіку поодиноких заземлювачів без врахування впливу екранування;
$\sum R_{ek}$ - сумарний опір розтіку заземлювача з урахуванням явища екранування (винаходиться дослідним шляхом).

Коефіцієнт використання при звичайних відстанях між заземлювачами завжди менший одиниці.

У практичних розрахунках явище екранування враховується як збільшення опору розтіку елементів заземлювача (труб, кутків, смуг). Розрахунковою формулою для вибору кількості електродів контуру заземлення є, таким чином, вираз

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot r_з} \tag{15.6}$$

де R_0 - опір поодинокого заземлювача, Ом;
$r_з$ - опір заземлюючого пристрою, Ом;
η - коефіцієнт використання заземлювачів.

Значення коефіцієнтів використання заземлювачів з труб та кутків, розташованих в ряд або по контуру, залежить від відстані між ними, від кількості їх в ряду та від їх взаємного положення.

У заземлюючих пристроях, що складаються з ряду труб (кутків), з'єднаних смугами, відбувається також екранування між смугами та трубами. В обох випадках екранування враховується коефіцієнтами використання.

15.7 РОЗРАХУНОК ЗАХИСНИХ ЗАЗЕМЛЕНЬ

Розрахунок заземлюючого пристрою дозволяє визначити:

- основні параметри заземлення (кількість кутків та їх розміщення), виходячи з величини безпечних напруг торкання та кроку;
- поверхні заземлювачів і переріз заземлюючих шин (провідників), виходячи з вимог термічної міцності.

Визначення основних параметрів заземлюючого пристрою. На основі отриманих виразів (15.7) видно, що напруга заземлювача відносно земліU_3 і допустима напруга торкання відповідно дорівнюють:

$$U_3 = I_3 \cdot r_3 \tag{15.7}$$

$$U_{\text{доп торк}} = \alpha \cdot U_з \tag{15.8}$$

Звідки опір розтіку дорівнює:

$$r_3 = \frac{U_{\text{доп торк}}}{I_3 \cdot \alpha}, \tag{15.9}$$

де I_3 - струм, стікаючий з заземлювача в землю; $\alpha = \alpha_1 \cdot \alpha_2$ - коефіцієнт торкання.

Вираз (15.8) є основною формулою для розрахунку заземлення і може використовуватися у всіх випадках. При цьому повинні бути відомі $U_{\text{доп торк}}$, I_3 і α.

Розрахункова величина допустимої напруги торкання повинна прийматися згідно характеристики приміщення з точки зору небезпеки враження електричним струмом (див. 2.5 [5]). В ролі розрахункового струму замикання на землю I_3 приймають такий реально можливий струм, який при даних параметрах мережі буде стікати через заземлювач в землю.

Коефіцієнт торкання $\alpha_1 \leq 1$, як правило, розрахований і сконцентрований в таблицях 16, 32 [5].

Коефіцієнт α_2 враховує стан підлоги і знаходиться з виразу 6.8 [5].

Однак для спрощення розрахунку захисного заземлення з врахуванням вищесказаного, діючі правила пропонують безпосередньо вибирати величину опору заземлення, вказану в таблиці 15.4.

При розрахунку заземлюючих пристроїв визначаємо кількість одиночних заземлювачів, яке знаходимо з виразу (15.7).

Перевірка термічної стійкості заземлювачів, заземлюючих шин та провідників. Нормальна дія заземлюючого пристрою може бути порушена, якщо при проходженні через нього струму замикання на землю волога навкруги заземлювача випариться, що різко збільшить його опір, або якщо обгорять і порушаться контакти між корпусами електроустановок та заземлюючими шинами. Щоб уникнути цього, заземлювачі, заземлюючі шини і проводи повинні бути перевірені на термічну стійкість.

Для установок з великими струмами замикання на землю, згідно діючим Правилам, термічна стійкість заземлювачів у короткочасному режимі перевіряється за формулою:

$$S > 0{,}12 \cdot I_3 \cdot \sqrt{\rho \cdot t} \tag{15.10}$$

де S - поверхня заземлювача, що торкається ґрунту, см^2;

$I_з$ - розрахунковий струм замикання на землю, А;
ρ - питомий опір ґрунту в найбільш сухий період року, Ом·см;
t - тривалість замикання на землю під час відключення основного захисту, с.

В ролі розрахункового струму слід приймати встановлений струм однофазного замикання на землю. Цей струм визначається для такої можливої експлуатації схеми, при якій він має найбільшу величину. В установках з великими струмами замикання на землю повинно бути забезпечено автоматичне відключення замикання у мінімально можливий час. Вибір захисту, час його витримки визначається при розрахунку струмів короткого замиканню (СКЗ) проєктуємої мережі.

Таблиця 15.4 - Величини опорів заземлюючих пристроїв для різних електроустановок

Характеристика електроустановки	Найбільші допустимі опори розтіку, Ом	Зауваження
Електроустановки напругою до 1000 В		
1. Заземлення установки потужністю 100 кВА і нижче	10	При паралельній роботі генераторів або трансформаторів опір 10 Ом допускається при сумарній їх потужності не більше 100 кВА
2. Те ж саме вище 100 кВА	4	
3. Повторне заземлення нульового проводу	10	
4. Повторне заземлення в мережах, для яких допущено опір заземлення нейтралі генераторів або трансформаторів 10 Ом	30	При кількості повторних заземлень не менше 3
Електроустановки напругою вище 1000 В		
1. Установки з великими струмами замикання на землю ($I_з$ = 500А і більше)	0,5	$I_з$ — однофазний струм замикання на землю, А
- заземлюючі пристрої, які одночасно використовуються для електроустановок до 1000 В;	$125/I_з$, але $I_з$ не більше 4	
- заземлюючі пристрої, які використовуються тільки для електроустановок вище 1000 В	$250/I_з$, але $I_з$ не більше 10	

В установках з малими струмами замикання на землю перевірка заземлювачів на термічну стійкість, за виразом (15.9) необхідна лише в окремих випадках, коли струм замикання на землю сягає значної величини. При цьому орієнтовний розрахунок цього струму можна визначити за виразом:

$$I_з = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_n)}{350} \qquad (15.11)$$

де $I_з$ - струм однофазного замикання на землю, А;
U - фазна напруга, кВ;
l_k- сумарна довжина кабельних ліній, км;
l_n - сумарна довжина повітряних ліній, км.

Заземлювачі в установках до 1000 В у зв'язку з незначними величинами струмів замикання на землю перевірці на термічну стійкість не підлягають.

Заземлюючі проводи і шини необхідно перевіряти на термічну стійкість при короткочасному нагріві у двох випадках:

- в установках з великими струмами замикання на землю;
- в установках з малими струмами замикання на землю, розрахованих на струм зсуву релейного захисту.

Мінімальний переріз можна визначити за виразом:

$$S \geq \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{\alpha \cdot \nu}} \tag{15.12}$$

де S - найменший допустимий переріз проводів або шин, мм^2;
I - встановлений струм однофазного замикання на землю, А;
t - тривалість протікання струму, с;
ν - допустима температура короткочасного нагріву (для сталі 500°С);
α - постійний множник (для сталі 21, алюмінію 74, міді — 72).

У інших випадках переріз заземлюючих шин та проводів в установках з малими струмами замикання на землю перевіряється на тривалий нагрів струмами. Ця перевірка виконується по звичайних таблицях гранично допустимих струмів для проводів і шин. При цьому температура заземлюючих проводів і шин не повинна перевищувати 150°С при надземному прокладанні та 100°С — при підземному.

Переріз заземлюючих шин та проводів для установок до 1000В вибирається згідно [16] та додатковій перевірці не підлягає.

Порядок розрахунку заземлюючих пристроїв наступний:

1. Визначається розрахунковий струм замикання на землю, як і в мережах з ізольованою нейтраллю, користуючись виразом 15.10.

2. Визначається необхідний опір заземлюючого пристрою r_3 в залежності від роду установки, використовуючи дані таблиці 15.6. При сполученні заземлюючих пристроїв різних напруг і призначень в якості розрахункової величини приймається найменша з потрібних величин опорів.

3. Визначається розрахункове значення питомого опору ґрунту $\rho_{\text{розр}}$ у місці устаткування заземлення з врахуванням кліматичних коефіцієнтів ψ.

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{вим}} \cdot \psi \tag{15.13}$$

де $\rho_{\text{вим}}$ - виміряне значення питомого опору ґрунту в місці устаткування заземлення.

В залежності від стану ґрунту під час виконання замірів, кількості опадів у попередній вимірюванню час, рекомендують такі коефіцієнти, значення яких вказано в таблиці 12.5.

Таблиця 15.5 – Значення коефіцієнту Ψ

Заземлювачі	Глибина заземлення, м	ψ_1	ψ_2	ψ_3
Поверхневі	0,5	6,5	5,0	4,5
	0,8	3,0	2,0	1,6
Заглиблені (труби, кутки, стержні)	Верхній кінець на глибині біля 0,8 м від поверхні землі	2,0	1,5	1,4

ψ_1 - застосовується у тому випадку, якщо визначений шляхом вимірювань питомий опір ґрунту або опір заземлювача відповідає мінімальному значенню (ґрунт вологий, на час вимірювань випала велика кількість опадів);

ψ_2 - застосовується у тому випадку, якщо визначена шляхом вимірювань величина питомого опору ґрунту або опору заземлювача відповідає середньому значенню за час вимірювань (ґрунт середньої вологості, на час вимірювань випала невелика кількість опадів);

ψ_3 - застосовується у тому випадку, якщо визначена шляхом вимірювань величина питомого опору ґрунту або опору заземлювача відповідає найбільшому значенню (ґрунт сухий, на час вимірювань випала незначна кількість опадів).

Якщо вимірювання питомого опору ґрунту з якої-небудь причини не можуть бути проведені, то при виконанні розрахунків заземлювачів слід користуватися наближеними значеннями, що приведені у таблиці 12.6. Зрозуміло, що точність розрахунку при цьому знижується.

4. Задаючись геометричними розмірами одиночного заземлювача і знаючи величину питомого опору ґрунту, можна визначити опір однієї труби. Опір кутка визначається також як і опір труби, при цьому еквівалентний діаметр d_k куткової сталі слід розраховувати, виходячи з активної поверхні розтіку струму, за формулою:

$$d_k = 0{,}95 \cdot b \qquad (15.14)$$

де b — ширина сторін кутка.

Таблиця 12.6 -Наближені величини питомого опору ґрунтів

Найменування ґрунту	Межі коливання величини, Ом·м 10^4	При вологості 10-12% до маси ґрунту
Пісок	400-700	700
Супісок	150-400	300
Глина	8-70	40
Суглинок	140-150	100
Садова земля	30-60	40
Кам'янистий ґрунт	500-800	650
Скелі, валуни	10^4-10^7	
Чорнозем	9-53 і більше	20
Торф	10-30	20
Річкова вода (на рівнинах)		
Морська вода	0,2-1,0	

5. Приблизно визначаємо кількість труб або кутків для заземлюючого пристрою за формулою:

$$n = \frac{R_0}{r_3} \qquad (15.15)$$

6. Знаючи приблизну кількість одиночних заземлювачів, конфігурацію об'єкта, де споруджується заземлюючий пристрій, Робиться їх розміщення і, користуючись значеннями коефіцієнтів використання, знаходять спочатку попередню кількість одиночних заземлювачів за формулою (15.7).

7. Визначається довжина з'єднувальних смуг між трубами і опір розтику смуг R_c за формулою (15.5). Облік опору смуг дає можливість зменшити кількість труб заземлюючого пристрою.

8. Визначивши за формулою (15.5) опір розтіку смуг R_c *з* врахуванням коефіцієнту використання, уточнюємо необхідний опір одиночних заземлювачів за формулою:

$$R_{\text{пр}} = \frac{R_c \cdot r_3}{R_c - r_3} \qquad (15.16)$$

9. Уточнюємо кількість одиночних заземлювачів за формулою з врахуванням коефіцієнту екранування:

$$n = \frac{R_{\text{пр}}}{r_3 \cdot \eta} \qquad (15.17)$$

10. В установках з великими струмами замикання на землю необхідно передбачити вирівнювання потенціалів, тобто закладати відповідні смуги. Причому довжина цих смуг інколи виходить великою. В таких установках необхідно визначити опір розтику цих смуг, а для відсутньої частини опору заземлюючого пристрою використати труби або кутки.

11. У випадку необхідності заземлювачі та заземлюючі провідники повинні бути перевірені на термічну стійкість.

При розрахунку заземлюючих пристроїв необхідно завжди прямувати до використання природніх заземлювачів, величина яких визначається вимірюванням.

При недостатньому опорі природніх заземлювачів опір штучних заземлювачів $R_{\text{шт}}$ визначається за формулою:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{пр}} \cdot r_3}{R_{\text{пр}} - r_3} \qquad (15.18)$$

Розрахунки заземлюючих пристроїв завжди дають приблизні результати. Тому при розрахунках слід добиватися зменшення величини опору заземлюючих пристроїв нижче норми, ніж витрачати додаткові кошти на їх переобладнання при здачі до експлуатації.

На виробництві використовують так званий спрощений метод розрахунку заземлення.

Він здійснюється в такій послідовності:

1. Визначаємо опір одиночного вертикального заземлювача R_B, Ом, за формулою

$$R_B = \frac{\rho_{\text{роз}}}{2\pi l} \cdot \left(ln\frac{2l}{d} + 0{,}5ln\frac{4t + l}{4t - l}\right), \qquad (15.19)$$

де t – відстань від середини заземлювача до поверхні грунту - $t=(0{,}5l+0{,}7)$, м;

l,d – довжина і діаметр стержневого заземлювача, м.

Розрахунковій питомий опір грунту $\rho_{\text{роз}} = \rho\Psi$, де Ψ – коефіцієнт періоду року, який враховує підвищення опору грунту на протязі року (по довіднику для 1-ї кліматичної зони приймаємо Ψ=1,7).

2. Визначаємо приблизну кількість одиночних вертикальних стержневих заземлювачів за формулою:

$$n = \frac{R_{\text{В}}}{[R_3] \cdot \eta_{\text{В}}}, \qquad (15.20)$$

де: $[R_3]$ -допустимий по нормам опір заземлюючого пристрою, Ом; $\eta_{\text{В}}$ - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (для приблизного розрахунку приймаємо

рівним 1). Дійсне значення коефіцієнтів використання $\eta_В = 0{,}66$ і $\eta_Г = 0{,}39$ для вертикальних та горизонтальних заземлювачів відповідно.

3. Визначаємо довжину сталевої смуги, яка з`єднує заземлювачі, м:

$$L=1{,}05(n-1)l_{вз}\ , \tag{15.21}$$

де $l_{вз}$ - відстань між заземлювачами, як правило, приймають рівним (2-3)l.

4. Визначаємо опори сталевої смуги, яка буде з`єднувати стержневі заземлювачі:

$$R_п = \frac{\rho_{роз}}{2\pi l} \cdot ln\frac{l^2}{d \cdot t}\ , \tag{15.22}$$

де L – довжини смуги, м; t – відстань від смуги до поверхні грунту, t = 0,7 м; d= 0,5b (b – ширина смуги, м).

5. Підрохуємо загальний розрахунковій опор заземлюючого пристрою R з урахуванням сталевої смуги, що з`єднує, Ом:

$$R = \frac{R_в \cdot R_п}{(R_п \cdot \eta_в \cdot n) + (R_в \cdot \eta_г)}\ , \tag{15.23}$$

Правильний розрохунок заземлюючого пристрою повинно відповідати наступній умові - $R \leq [R_З]$. Якщо умова не виконуються, то необхідно збільшити чисельність вертикальніх заземлювачів.

6. Необхідно показати контур пристрою, що заземлює, у плані. При цьому число одиночних стержневих заземлювачів, наведених на схемі, повинно відповідати розрахунковому.

15.8 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПЕРЕНОСНИХ ТА ПЕРЕСУВНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

Заземлення переносних електроприймачів слід здійснювати за допомогою жили переносного проводу, який не повинен служити провідником робочого струму. Використання з цією метою нульового заземлюючого проводу безпосередньо в електроприймачі забороняється. Приєднання нульового та заземлюючого провідників до заземлюючої мережі слід виконувати самостійно.

Штепсельні розетки для переносних електроприймачів повинні бути обладнані спеціальним контактом для приєднання заземлюючого провідника. При цьому конструкція штепсельного єднання повинна виключати можливість використання струмоведучих контактів для заземлення. Єднання між заземлюючими контактами штепселя і розетки повинно встановлюватися до того, як увійдуть до торкання струмоведучі контакти; порядок відключення повинен бути зворотнім. Заземлений контакт штепсельної розетки повинен бути електрично з'єднаний з її корпусом, якщо цей корпус виконано з металу.

Заземлюючі провідники для переносних електроустановок повинні бути в загальній оболонці з фазними і мати однакові з ними перерізи. Жили проводів та кабелів для переносних електроприймачів повинні бути гнучкими, в перерізі не менш 16 мм^2. В пересувних електроустановках напругою 127 В і вище при відсутності приладів постійного контролю ізоляції для забезпечення безпеки обслуговуючого складу повинні бути споруджені заземлюючі пристрої, виконані, як для стаціонарних установок. В ролі заземлювачів найчастіше використовується бурав. Останнім часом намітилась тенденція використання електролітичних заземлювачів. Корпуси пересувних механізмів, що отримують електроенергію від стаціонарних джерел живлення, або від пересувних

електростанцій, повинні мати металевий зв'язок з заземлюючим пристроєм цих джерел живлення.

У мережах з ізольованою нейтраллю замість прокладання заземлюючих єднальних провідників заземлення може бути виконаним з устаткуванням заземлювачів, розташованих поблизу пересувних механізмів.

Якщо за характером роботи пересувної установки не є можливим або розумним виконати заземлення відповідно вимог, то замість нього можна застосувати захисне відключення.

Заземлення пересувних електроустановок не є необхідним у таких випадках:

- якщо пересувні механізми мають свою електростанцію, розташовану безпосередньо на механізмі, на загальній металевій рамі і що не живить інші установки;
- якщо механізми (при кількості їх не більше двох) живляться від спеціально призначеної для них пересувної електростанції, не живлячої інших установок, і що знаходяться на відстані не більше 50 м від електростанції, мають металевий зв'язок.

15.9 ЗАЗЕМЛЮВАЧІ ДЛЯ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПУГ

При протіканні струму через заземлювач імпульсних струмів блискавки густина струму, стікаючого з поверхні заземлювача до землі, та градієнти потенціалів у землі поблизу заземлювачів — досить великі.

Внаслідок цього навкруги заземлювачів виникає пробій землі (іскріння). Вони опиняються наче б то у проводячому середовищі, завдяки чому загальний опір заземлювача знижується. Поряд з цим явищем має місце несприятливий фактор — підвищення опору з-за власної індуктивності заземлювача при протіканні крізь нього імпульсних струмів.

Заземлювачі для відводу струмів блискавки характеризуються величиною імпульсного опору, який являє собою опір заземлювача при стіканні з нього імпульсних струмів:

$$R_i = \alpha \cdot r_3 \qquad (15.24)$$

де r_3 — опір заземлювача при промисловій частоті 50 Гц;
α — імпульсний коефіцієнт.

Величина імпульсного коефіцієнту залежить від типу заземлювача (труба, стріжень, смуга), питомого опору ґрунту, конструктивного виконання заземлюючого пристрою (одиночний або контурний заземлювачі) й величина струму блискавки. Значення a звичайно менше одиниці (від 0,3 до 0,9) для вертикальних заземлювачів, (1-1,2) для горизонтальних протягнених заземлювачів. Таким чином, подовження заземлювачів з точки зору захисту від зливних перенапружень є малоефективним.

При визначенні опору розтику заземлювача для відводу струмів блискавки необхідно враховувати відповідний імпульсний коефіцієнт.

Опір розтику окремих частин заземлювача (кутків, труб, стержнів, смуг тощо) визначається аналогічно опору при промисловій частоті, однак цей опір множиться на відповідний імпульсний коефіцієнт. Загальний імпульсний опір заземлювача визначається за формулами складання паралельних опорів і ділиться на відповідний коефіцієнт використання.

15.10 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПРИСТРОЇВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Для заземлення електроустаткування тягових підстанцій передбачається заземлююча магістраль (шина заземлення) і контур заземлення (заземлювач); до

магістралі приєднується електроустаткування закритих розподільчих пристроїв, комплектні розподільчі пристрої внутрішньої установки; до заземлювача приєднуються устаткування відкритих розподільчих пристроїв, комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки і заземлююча магістраль (остання не менше чим в двох місцях) [7].

На тягових підстанціях постійного струму і суміщених підстанціях станцій стикування для заземлення електроустаткування розподільчого пристрою 3,3 кВ виконується внутрішній контур заземлення, що з'єднується із заземлювачем (зовнішнім контуром заземлення) в двох місцях через реле земляного захисту.

Внутрішній і зовнішній контури заземлення не повинні мати постійного електричного з'єднання (окрім кіл дренажного захисту від блукаючих струмів) з мінусовою шиною (шиною негативної полярності), відсмоктуючою лінією і рейками під'їзної колії підстанції; останню ізолюють від других колій трьома парами ізолюючих стиків, що включаються в кожну рейкову нитку: одна з них – біля воріт усередині території підстанції, інша – в місці примикання під'їзної колій до станційних колій, третя – в середині між ними.

Між зовнішнім контуром заземлення і відсмоктуючою лінією (до реактора з боку рейок) включається короткозамикач.

На тягових підстанціях змінного струму фаза *С* тягових трансформаторів з'єднується з відсмоктуючою лінією рейками під'їзної колії (через кожні 5–10 м в межах території підстанції) і контуром заземлення. Ізолюючі стики в рейках під'їзної колії не встановлюються, а збірні стики рейок на всьому протязі під'їзної колії обладнуються стиковими з'єднувачами; рейки тупику повинні мати електричне з'єднання з тяговою рейковою мережею електрифікованих колій. Опір заземлення зовнішнього контуру тягових підстанцій постійного струму і суміщених підстанцій станцій стикування має бути не вище 0,5 Ом, включаючи опір природних заземлювачів. При питомому опорі землі ρ, більшому чим 500 Ом·м, допускається підвищення опору контуру в ρ - 500 разів, але не вище 5 Ом; допускається виконання контуру за нормами напруги дотику. Контур заземлення тягових підстанцій змінного струму виконується як вирівнююча сітка, і його власний опір заземлення не нормується. Напруга на контурі заземлення по відношенню до віддаленої землі при стіканні з нього струму короткого замикання «на землю» не повинна перевищувати 10 кВ. При напрузі на контурі вище 5 кВ повинні передбачатись заходи по захисту ізоляції кабелів зв'язку і телекерування, що відходять.

На тягових підстанціях постійного струму підлягають заземленню:

а) на внутрішній контур заземлення:

- каркаси огорожі і конструкції розподільного пристрою випрямленого струму і панелі роз'єднувачів випрямного агрегату, що стоять окремо;

- арматура остовів швидкодіючих вимикачів (фідерних і агрегатних); арматура роз'єднувачів і ізоляторів головних і запасних шин РУ 3,3 кВ; фланці опорних ізоляторів шин і установок постійного струму 3 кВ; прохідні плити і анкерні штанги фідерів випрямленого струму;

- остови розрядників (ОПН) постійного струму, встановлених усередині або на фасаді будівель;

- конструкція згладжуючого пристрою і корпусів конденсаторів;

- каркаси щитів управління, що мають прилади або кабелі постійного струму напругою вище 1000 В;

- оболонки силових кабелів випрямленого струму (окрім відсмоктуючих і анодних кабелів); оболонки силових кабелів живлячих ліній випрямленого струму ізолюються від конструкції контактної мережі і заземлюються на внутрішній контур тільки в середині будівлі підстанції;

- шафи і панелі управління перетворювачів;

- панелі управління установок, що поглинають надлишкову енергію рекуперації;

б) на зовнішній контур заземлення:

- всі металеві корпуси електроустаткування змінного струму напругою вище 1000 В і підтримуючі їх конструкції, розташовані на відкритій частині підстанції;
- електроустаткування закритих розподільчих пристроїв змінного струму напругою вище 1000 В;
- прохідні плити анодних вводів випрямного агрегату;
- металеві корпуси шаф управління панелей і інших відкритих розподільчих пристроїв;
- заземлюючі ножі фідерів 3,3 кВ зовні будівель підстанції;
- металеві оболонки і броня силових кабелів напругою до і вище 1000 В, прокладених по території підстанції;
- металеві оболонки і броня кабелів підстанцій управління і сигналізації;
- сталеві труби водопроводу і каналізації, прокладені по території підстанції.

На тягових підстанціях постійного струму з комплектними РУ 3,3 кВ металеві корпуси камер КРУЗ є одночасно і внутрішнім контуром заземлення, тому їх встановлюють на ізолюючій підставці (залізобетонні блоки, плити), з’єднують між собою сталевою смугою і через обмотку реле земляного захисту сполучають із зовнішнім контуром; так само заземляють і корпуси перетворювачів, встановлених на відкритій частині підстанції. У приміщенні реактора з плюсовою шиною (шиною позитивної полярності) опорні конструкції реактора заземляють через реле земляного захисту на зовнішній контур, а за відсутності плюсової шини – без реле на зовнішній контур.

На тягових підстанціях змінного струму до контуру заземлення приєднуються всі металеві корпуси устаткування, а також металеві комунікації: трубопроводи, оболонки і броня кабелів. Якщо на тяговій підстанції є РУ напругою вище 1000 В закритого типу, корпуси всіх електричних апаратів, панелей управління, каркаси огорожі і металеві конструкції РУ з’єднуються з заземлюючою магістраллю, що має безпосереднє з’єднання в двох місцях із заземлювачем тягової підстанції. Оболонки кабельних вводів на тягову підстанцію магістрального або місцевого зв’язку, телекерування, мереж напругою до 1000 В не з’єднуються з контуром заземлення підстанції, а самі кабелі по території підстанції прокладаються в ізоляційних трубах; усередині будівлі підстанції кабелі прокладаються без металевих оболонок і броні.

15.11 ЗАЗЕМЛЕННЯ ПЕРЕСУВНИХ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Заземлення вагонів ПТП змінного струму здійснюється (рис. 15.5, а) двома заземлюючими провідниками наглухо на відсмоктуючу лінію підстанції, що підключається до тягової рейкової мережі електрифікованих колій. Вагони з’єднуються між собою спеціальними заземлюючими провідниками. Навколо вагонів облаштовується вирівнюючий контур заземлення. Заземлення вагонів ПТП постійного струму (рис. 15.5, б) здійснюється таким чином:

- вагони, на яких встановлено устаткування змінного струму – на відсмоктуючу лінію;
- вагони з устаткуванням постійного струму – на відсмоктуючу лінію через два незалежні кола з реле земляного захисту.

Спеціальним провідником заземлення вагони об’єднуються між собою в дві роздільні групи – вагони РУ постійного струму і вагони РУ змінного струму. Між ними не повинно бути металевого зв’язку (по оболонках кабелів, автозчепленні, заземлюючих провідниках, рейках тощо); з цією метою в рейковому колі в місцях розділу вагонів постійного і змінного струму влаштовується видимий розрив кола по рейках або обладнаються ізолюючі стики. Навколо всіх вагонів обладнується вирівнюючий контур заземлення.

Вирівнюючий контур заземлення ПТП виконується:

1. При живленні від мережі 6, 10, 35 кВ з ізольованою нейтраллю у вигляді стальної смуги перерізом 40×5 мм що укладається на глибині 0,3 м уздовж вагонів на відстані 0,8 м від проекції їх краю; при живленні від мережі 110 кВ і вище із заземленою нейтраллю у вигляді двох сталевих смуг перерізом 40×5 мм, укладених на глибині 0,3 м з кожної сторони вагонів на відстані 0,8 і 1,8 м від проекції краю вагону, і вертикальних електродів завдовжки 5 м, що забиваються уздовж смуг з кроком 15 м. Смуги з'єднуються між собою в місці розташування вертикальних електродів. Кожен вагон змінного струму повинен мати з'єднання з контуром не менше чим у двох місцях, на вагонах постійного струму контур підключається до кола заземлення після реле земляного захисту.

2. При живленні ПТП від мережі 110 кВ і вище із заземленою нейтраллю для проходу навколо вагонів укладається дерев'яний гратчастий настил заввишки 10–15 см, покритий в місцях переходу із землі на настил і з настилу у вагони гумовими килимками; підняття у вагони повинне здійснюватися по дерев'яних сходах.

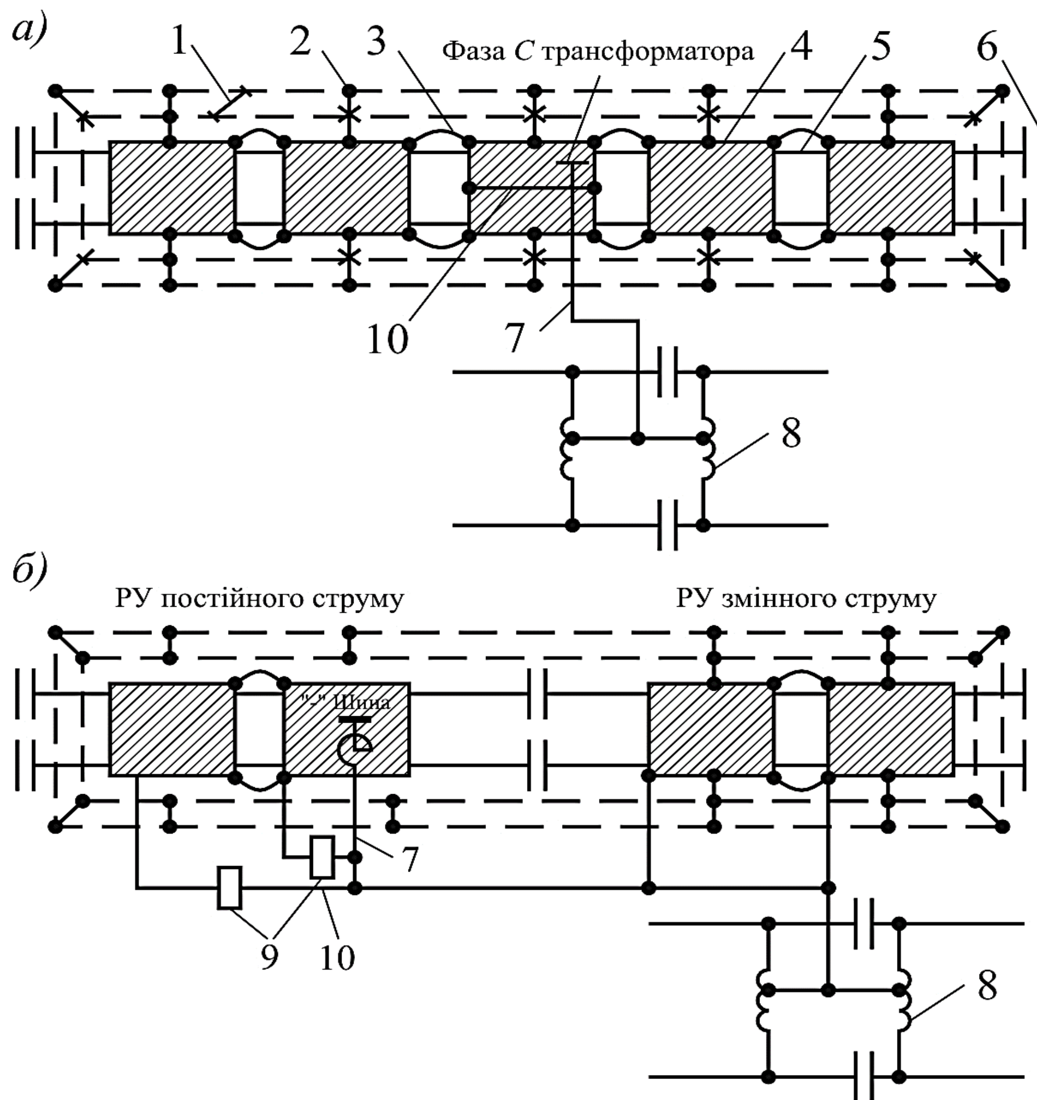


Рис.15.5 Схема заземлення пересувних тягових підстанцій змінного (а) і постійного струму (б)

при установці їх на перегоні: 1 – вирівнюючий контур заземлення; 2 – вертикальний електрод; 3 – перемичка між корпусами вагонів; 4 – вагон; 5 –рейки; 6 – видимий розрив рейкової нитки; 7 – відсмоктуюча лінія; 8 – колійний дросель-трансформатор; 9 – реле земляного захисту; 10 – заземлюючі провідники

Територія ПТП відгороджується дерев'яною огорожею, що встановлюється за межами смуг вирівнюючого контуру. У місцях введення на територію ПТП постійного струму не електрифікованої під'їзної колії або тимчасового тупика влаштовується видимий розрив кола по рейках або рейки під'їзного шляху обладнуються двома парами ізолюючих стиків, що розташовані на території підстанцій і в місці примикання їх до станційних колій. При установці ПТП на електрифікованій колії спеціального заземлення вагонів з устаткуванням змінного струму на відсмоктуючу лінію не робиться; вагони з обладнанням постійного струму захищаються з двох сторін видимим розривом кола по рейках або ізолюючими стиками

Пересувні тягові підстанції або окреме пересувне устаткування тягового електропостачання (випрямні агрегати, трансформатори тощо), що встановлюється на території діючих стаціонарних тягових підстанцій, заземлюється спільно з їх устаткуванням; при цьому вагони РУ постійного струму ізолюються від рейок під'їзної колії за допомогою встановлення їх на ізолюючі прокладки або видимий розрив рейкових ниток, ізолюючих стиків. Захист від однофазних замикань на землю в мережах 6; 10 і 35 кВ на вводі ПТП повинен працювати на відключення з часом не більше 0,5 с.

15.12 КОНСТРУКЦІЯ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ НА ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЯХ

В якості заземлюючих провідників слід використовувати:

- спеціально передбачені для цієї мети провідники;
- металеві конструкції споруд і пристроїв (ферми, ригелі, балки, щогли тощо).

При використанні в якості заземлюючих провідників металевих конструкцій, споруд і пристроїв повинна бути забезпечена неперервність їх електричного кола. У місцях, де відсутній металевий контакт між елементами конструкцій, з'єднання між ними повинно здійснюватись металевими перемичками. У місцях зварних, болтових і заклепувальних з'єднань встановлювати перемички не потрібно. Використання спеціально прокладених заземлюючих провідників для інших цілей не допускається; робочі і захисні заземлення, як правило, з'єднуються. Кожен елемент установки, що заземлюється, повинен бути приєднаний до заземлювача (індивідуальне заземлення) або заземлюючої магістралі (групове заземлення) за допомогою окремого відгалуження. Забороняється послідовне включення в заземлюючий провідник декількох частин установки, що заземлюється.

Контури заземлення і заземлюючі провідники повинні виконуватись переважно із сталі (прутки, смуги, стрижні, куточки); допускається застосовувати алюмінієві проводи для групових заземлень, мідні проводи для робочих заземлень, а також для металевих перемичок при заземленні рухомих елементів конструкцій.

З'єднання заземлюючих провідників між собою і контактні з'єднання їх з конструкціями, що заземлюються, і заземлювачами повинні виконуватись переважно зварюванням; при цьому довжина напуску повинна бути рівна подвійній ширині при прямокутному перерізі і шести діаметрам при круглому перерізі провідників. Зварювання необхідно виконувати по всьому периметру напуском. Допускається з'єднання заземлюючих провідників здійснювати за допомогою затискачів при умови забезпечення в процесі експлуатації періодичного контролю за їх станом. Затискачі повинні мати контргайки, контршайби тощо.

Заземлення (розземлення) виконується тільки відповідальним працівником дистанції електропостачання.

Для приєднання заземлюючих провідників до конструкцій, що заземлюються, і заземлювачам повинні виконуватись самостійні вузли контактних з'єднань; використання для цієї мети болтових з'єднань іншого призначення допустимо лише при

неможливості виконання заземлення іншим способом. Спосіб включення захисних пристроїв (іскрові проміжки, діодні заземлювачі тощо) в колі заземлення повинен забезпечувати можливість їх монтажу і демонтажу в умовах експлуатації. Заземлюючі провідники відкритої прокладки повинні бути ізольовані від землі (наприклад, укладанням на дерев'яних брусах) і по всій довжині покриті антикорозійним матеріалом (лак, бітумна мастика та ін.). На ділянках змінного струму допускається прокладка заземлюючих провідників у землі ізольованими проводами або кабелями.

У разі небезпеки посиленої корозії заземлюючих провідників та заземлювачів повинно виконуватись відповідно до проекту один із наступних заходів:

- збільшення перерізу заземлюючих провідників і заземлювачів;
- застосування оцинкованих або мідних елементів заземлюючих провідників і заземлювачів;
- електричний захист заземлювачів від корозії за допомогою катодної поляризації.

Заземлюючі провідники на всьому протязі відкритої прокладки повинні бути доступні для візуального контролю. У загальнодоступних місцях заземлення не повинні перешкоджати проходу людей. На платформах заземлення прокладаються під низом платформи або в жолобі, розташованому в тілі платформи. При необхідності прокладки заземлюючого провідника під рейками повинно бути забезпечено жорстке кріплення його до дерев'яної шпали, при залізобетонних шпалах провідник під рейками прокладається в ізолюючих трубах (асбоцементні, полімерні тощо). В місцях перетину заземлюючих провідників з кабелями, трубопроводами тощо, а також в інших місцях, де можливі їх механічні пошкодження, заземлюючі провідники необхідно захищати за допомогою ізолюючих прокладок, механічного закріплення тощо.

Магістраль заземлення усередині будівель виконується із сталевої смуги перерізом 40х5 мм, що закріплюється на стінах будівлі; до неї приєднується сталевою смугою устаткування, що заземлюється, і не менше ніж у двох місцях – зовнішній контур заземлення.

Розміщення елементів зовнішнього контура заземлення тягових підстанцій проводиться так, щоб було досягнуто (за можливістю) рівномірний розподіл електричного потенціалу за площею підстанції з урахуванням зручності приєднання устаткування, що заземлюється.

Контур заземлення на відкритій частині стаціонарної тягової підстанції розташовується на всій площі, що зайнята електроустаткуванням. Він виконується у вигляді горизонтальної заземлюючої сітки з провідників, укладених в землі на глибині 0,5–0,7 м; подовжні заземлювачі прокладаються уздовж осей електроустаткування з боку обслуговування на відстані 0,8–1,0 м від їх фундаменту або основи. Допускається збільшення цієї відстані до 1,5 м з прокладкою одного заземлювача для двох рядів обладнання, якщо відстань між їх фундаментами і основами не перевищує 3,0 м.

Поперечні заземлювачі прокладаються в зручних місцях між обладнанням з відстанню, що збільшується від периферії до центру, але не більше 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0 і 20,0 м. Розміри комірок заземлюючої сітки, що примикають до місць приєднання нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів, мають бути не більше 6х6 $м^2$. Горизонтальна заземлююча сітка при необхідності (доведення до норми опору заземлювача або напруги на ньому) може доповнюватись вертикальними електродами, кількість і розміщення яких визначається розрахунком.

При виконанні заземлюючого пристрою за нормами напруги дотику розміри комірок визначаються розрахунком, але не більше 30 м на сторону; глибина прокладки заземлюючої сітки може бути зменшена до 0,3 м. У зоні робочого місця біля електроустаткування виконується підсипка щебенем шаром 0,1–0,2 м. Контурний провідник по периметру сітки повинен охоплювати розподільчі пристрої, а також виробничі будівлі і споруди. Відстань від меж контурного провідника до огорожі тягової

підстанції з внутрішнього боку повинна бути не менше 2 м; у входів та в'їздів на територію підстанції між огорожею і заземлювачем здійснюється вирівнювання потенціалів двома вертикальними заземлювачами довжиною 3–5 м, які розташовуються напроти входу (по його ширині) у контурного провідника. Якщо контур заземлення не розміщується на території, що захищається, він може бути винесений за межі території підстанції; при цьому металеві частини і арматура стійок залізобетонної огорожі підстанції з'єднуються з контуром. Навколо межі виносного заземлювача на відстані 1 м укладається один провідник на глибині 1,5 м, що з'єднується із заземлювачем не менше чим в чотирьох місцях.

Вирівнюючий контур заземлення навколо одиночних об'єктів (щогла, опора, шафа тощо) виконується на глибині 0,3 м у вигляді однокоміркового горизонтального прямокутного контуру, сторони якого повинні відстояти від конструкції на відстані 1 м; контур з'єднується з конструкцією, що заземлюється, двома провідниками.

Поздовжні і поперечні провідники зовнішнього контуру заземлення тягової підстанції та вирівнюючих контурів (сіток) об'єктів виконуються із сталевої смуги 40x4 мм, що укладається в ґрунт на ребро; вертикальні електроди виготовляються з кутової сталі 50x50 мм, сталевих стрижнів (діаметром 16–20 мм) або труб (діаметром 50–60 мм) завдовжки 3 м. Смуги при перетині в кутах кожної комірки сітки зварюються між собою і з електродами. Зварювання проводиться напуском з дотриманням вимог п. 6.6 Інструкції. Після монтажу зварні шви, розташовані в землі, покриваються бітумом. Заземлюючі провідники обладнання мають бути виконані смугою 25x5 мм, що прокладається в землі на глибині 0,3 м, або іншим провідником того ж перерізу.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ:

1. Яке призначення захисних та робочих заземлень?
2. Як розподіляються потенціали на поверхні землі при проходженні струмузамикання на землю?
3. Яке конструктивне виконання мають заземлюючі пристрої?
4. Який існує принцип розрахунку заземлюючих пристроїв?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Акімов О. І. Основи безпечної експлуатації електроустановок. [Текст] – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – 149 с.

2 Гаряжа В. М, А. О. Карюк А. О. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) [Текст] (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

3 Електричні станції і підстанції [Текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

4 Журахівський А.В, Яценко А.Я, Мисляк Р.Я. Режими роботи трансформаторів напруги в електромережах з ізольованою нейтраллю. – К.: Електроінформ, 2009. – 41с.

5 Іванов В. Г, Дзюндзюк Б. В., Олександров Ю. М. Охорона праці в електроустановках. [Текст] – К. : ОКО, 1994. – 221 с.

6 Інструкція з оперативного обслуговування тягових підстанцій електрифікованих залізниць. [Текст] – К. : Мануфактура, 2007. – 39 с. (Міністерство транспорту та зв’язку України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Укрзалізниця. Головне управління електрифікації та електропостачання. ЦЕ – 0020)

7 Інструкція по заземленню пристроїв електропостачання на електрифікованих залізницях. [Текст] – К. : Поліграфсервіс, 2009. – 91 с. (Міністерство інфраструктури України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Головне управління електрифікації та електропостачання. ЦЕ-0029)

8 Інструкція з категорійності електроприймачів нетягових споживачів залізничного транспорту [Текст] – К. : Поліграфсервіс, 2012. – 91 с. (Міністерство інфраструктури України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Головне управління електрифікації та електропостачання. ЦЕ-0036)

9 Камишинський О. М., Овчинников В. Є. Електричні станції та підстанції залізниць. [Текст] – Харків: Центр 29, 2009. – 310 с.

10 Камишинський О. М, Овчинников В. Є. Електричні станції та підстанції залізниць. Видання друге перероблене та доповнене. [Текст] — Харків: Центр 29, 2015. – 586 с.

11 Камишинський О.М. Методичний посібник до виконання дипломного проєкту за темою: «Проєктування тягових та трансформаторних підстанцій». [Текст] – К. : Міністерство освіти і науки України. Навчально-методичний центр з питань якості освіти., 2020. – 150 с.

12 Малогулко Ю. В. Електричні системи і мережі. [Текст] – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 200 с.

13 Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Текст] Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

14 Обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць. Технічне обслуговування та ремонт. Правила. [Текст] – К. : Інпрес, 2014. – 40 с. (Міністерство інфраструктури України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Головне управління електрифікації та електропостачання. ЦЕ – 0045).

15 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. [Текст] – Харків: Індустрія, 2014. – 283 с. .(Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Наказ № 273 від 16.05.2013).

16 Правила улаштування електроустановок. [Текст] – Харків. : Індустрія, 2014. – 793 с. (Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. НПАОП 40.1-1.32-01).

17 Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. [Текст] – К. : Швидкий рух, 2005. – 79 с. (Міністерство транспорту та зв'язку України. Державна адміністрація залізничного транспорту України. Головне управління електрифікації та електропостачання. ЦЕ – 0009).

18 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. [Текст] – К. : Основа, 1998. – 380 с. (Державний комітет України по нагляду за охороною праці. ДНАОП – 0.00 – 1.21 – 98).

19 Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах. Розрахунково-графічна робота. Навчальний посібник. Укладачі Бардик Є.І., Болотний М.П. [Текст] – К.:НТУУ КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 53 с.

20 Павленко Т. П., Лукашова Електропостачання транспорту. Навчальний посібник. [Текст] – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 216 с.

21 СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова (зі змінами 2024 року).

22 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. [Текст] – К. : ТОВ "Техніка-ЛТД", 2003. – 598 с. (Міністерство палива та енергетики України. ГКД 34.20.507 – 2003).